



DISEÑO DE UN MODELO GERENCIAL PARA IMPLEMENTAR RBI (RISK BASED
INSPECTION) EN LA ESTACIÓN LA HEROICA

Mejía Correa, Antoliano
Mosquera Pereira, Campo Elías

Mejía Giraldo, Osvaldo
Director

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
CARTAGENA DE INDIAS D.T. Y C.
2008



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE GRADO

NOMBRE DEL ESTUDIANTE: CAMPO ELÍAS MOSQUERA PEREIRA		CÓDIGO: 2077073
TÍTULO DEL PROYECTO: DISEÑO DE UN MODELO GERENCIAL PARA IMPLEMENTAR RBI (RISK BASED INSPECTION) EN LA ESTACIÓN "LA HEROICA."		
REGISTRO No.	FACULTAD: INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS	CARRERA: Posgrado en Gerencia de Mantenimiento
EVALUACIÓN: APROBADA		CRÉDITOS: 1

DIRECTOR DEL PROYECTO

NOMBRE: ISNARDO GONZÁLEZ JAIMES

FIRMA:

CALIFICADORES

Firma:	Firma	FECHA		
Nombre: JABID QUIROGA MÉNDEZ.	Nombre:	A 2008	M 11	D 22

Original: Oficina de Admisiones y Contabilidad Académica
Copia: Coordinación de Carrera



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE GRADO

NOMBRE DEL ESTUDIANTE: ANTOLIANO MEJÍA CORREA		CÓDIGO: 2077072
TÍTULO DEL PROYECTO: DISEÑO DE UN MODELO GERENCIAL PARA IMPLEMENTAR RBI (RISK BASED INSPECTION) EN LA ESTACIÓN "LA HEROICA."		
REGISTRO No.	FACULTAD: INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS	CARRERA: Posgrado en Gerencia de Mantenimiento
EVALUACIÓN: APROBADA		CRÉDITOS: 1

DIRECTOR DEL PROYECTO

NOMBRE: ISNARDO GONZÁLEZ JAIMES.

FIRMA:

CALIFICADORES

Firma:	Firma	FECHA		
Nombre: JABID QUIROGA MÉNDEZ.	Nombre:	A 2008	M 11	D 22

Original: Oficina de Admisiones y Contabilidad Académica
Copia: Coordinación de Carrera

RESUMEN

TITULO: DISEÑO DE UN MODELO GERENCIAL PARA IMPLEMENTAR RBI (Risk Based Inspection) EN LA ESTACIÓN LA HEROICA*

AUTORES: ANTOLIANO MEJÍA CORREA, CAMPO ELÍAS MOSQUERA**

PALABRA CLAVE: Inspección Basada en Riesgo, Riesgos, Estación La Heroica.

DESCRIPCIÓN O CONTENIDO: El presente trabajo se basa en la aplicación de los Códigos API-RP580 y API 581 (*American Petroleum Institute*); del primero se hace una descripción de los fundamentos teóricos que sirve de guía para implementar un programa de inspección basado en riesgo y del segundo, se toman las guías de trabajo incluidas en los Apéndices A y E, donde se establecen una serie de preguntas que se deben de responder de acuerdo con los datos técnicos y operacionales.

Se realizó un inventario de los sistemas considerados relevantes para los procesos y se determinaron los diferentes mecanismos de fallas. Para determinar el *ranking* de criticidad de los procesos, se empleó el Nivel 0 del API 581 y para la criticidad de los equipos el Nivel 1.

Como resultado de la aplicación de la Metodología RBI en la estación La Heroica se pudo observar que el nivel de riesgo para los procesos es bajo, sin embargo cuando se hace el análisis Nivel 1, los resultados muestran la existencia de ciertos equipos que presentan un nivel de riesgo medio–alto, debido a que no se realiza inspección interna que mida el grado de corrosión de estos equipos.

Finalmente se propone una modificación al plan de mantenimiento de la estación La Heroica de acuerdo con las frecuencias del análisis cualitativo Nivel 0 y Nivel 1, y la implementación a corto plazo de la inspección de la corrosión interna en los equipos que resultaron con un nivel de riesgo medio –alto.

*Monografía

**Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento.
Director: Osvaldo Mejía Giraldo, Ingeniero Químico.

SUMMARY

TITLE: DESIGN OF A MANAGERIAL MODEL TO IMPLEMENT RBI (Risk Based Inspection) IN THE "LA HEROICA" STATION*

AUTHORS: ANTOLIANO MEJIA, CAMPO ELIAS MOSQUERA**

KEYWORDS: RISK-BASED INSPECTION, RISKS, LA HEROICA STATION

SUBJECTS OR DESCRIPTION: This work is based on the implementation of the Codes RP580-API and API 581 (American Institute Petroleum), the first is a description of the theoretical that serves as a guide to implement an inspection program based on risk and second, take the guides working in Appendices A and E, which sets a series of questions that the analyst should respond in accordance with the technical and operational data from the station.

We performed an inventory of systems deemed relevant to the processes and identified the different mechanisms of failure. To determine the ranking of criticality of processes is the employment level 0 of API 581 and the classification of the criticality of the equipment was used to level 1.

As a result of the implementation of the Methodology RBI in the station The Heroic, it was noted that the level of risk to the process is low, however when the analysis is done Level 1, the results show the existence of certain equipment that have a level medium-high risk, because that is not an internal inspection to measure the extent of corrosion of these equipment.

Finally we will propose a modification to the plan of maintenance of the station The Heroic according to the frequency of qualitative analysis Level 0 and Level 1, and the implementation of short-term inspection of internal corrosion in the equipment that were at a level of medium-high risk.

*Monograph

**School of Physic-Mechanical Engineering. Management Maintenance Specialization. Director: Osvaldo Mejia Giraldo, Chemistry Engineer.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. DESCRIPCIÓN DE PROMIGAS S.A. E.S.P.	2
1.1 GENERALIDADES	2
1.2 ESTACIÓN DE RECIBO-LA HEROICA	3
1.2.1 <i>Proceso de Filtración y Separación.</i>	4
1.2.2 <i>Proceso de Regulación</i>	6
1.2.3 <i>Proceso de medición</i>	6
1.2.4 <i>Proceso de compresión</i>	7
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	8
3. OBJETIVO	10
3.1 GENERAL	10
3.2 ESPECIFICOS	10
4. QUÉ ES RIESGO	11
4.1 DEFINICIÓN	11
4.2 ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS Y REDUCCIÓN DE RIESGO	11
5. GENERALIDADES DE LA ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	12
5.1 MARCO TEÓRICO	12
5.2 ELEMENTOS PRINCIPALES	12
6. NORMAS API-RP 580 Y API 581	15
6.1 ELEMENTOS CLAVES DE UN PROGRAMA RBI	16
6.2 BENEFICIOS Y LIMITACIONES DE RBI	17
6.3 UTILIZACIÓN DE LA RBI COMO HERRAMIENTA DE MEJORAMIENTO CONTINUO	20
6.4 ENFOQUE EN LA INTEGRIDAD MECÁNICA	20
6.5 EQUIPO CUBIERTO	20
6.6 EQUIPO NO CUBIERTO	21
6.7 AUDIENCIA OBJETIVO	21
7. DEFINICIONES	22
8. TIPOS DE EVALUACIÓN RBI	26
8.1 ENFOQUE CUALITATIVO	26
8.2 ENFOQUE CUANTITATIVO	27
8.3 ENFOQUE SEMI-CUANTITATIVO	27

8.4	EVALUACIÓN CUANTITATIVA DE RIESGO (QRA)	28
9.	ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS MEDIANTE INSPECCIÓN	30
9.1	MONITOREO INICIAL	30
9.1.1	<i>Establecer los Límites Físicos de una Evaluación RBI</i>	30
9.1.2	<i>Monitoreo de Equipos</i>	31
9.1.3	ESTABLECER LÍMITES DE OPERACIÓN	31
10.	RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN Y DATOS PARA LA EVALUACIÓN RBI	32
10.1	DATOS NECESARIOS PARA RBI	32
10.2	FUENTES DE INFORMACIÓN Y DATOS ESPECÍFICOS DEL SITIO	33
11.	IDENTIFICACIÓN DE MECANISMOS DE DETERIORO Y MODOS DE FALLA	36
11.1	INTRODUCCIÓN	36
11.2	FALLA Y MODOS DE FALLA PARA LA INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (RBI)	36
11.3	MECANISMOS DE DETERIORO	37
11.3.1	<i>Adelgazamiento</i>	37
11.3.2	<i>Agrietamiento mediante corrosión por esfuerzo</i>	38
11.3.3	<i>Deterioro Metalúrgico y Ambiental de las Propiedades</i>	38
11.3.4	<i>Deterioro Mecánico</i>	45
11.4	OTRAS FALLAS	39
12.	EVALUACIÓN DE LA PROBABILIDAD DE FALLA	40
12.1	INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS DE PROBABILIDAD	40
12.2	UNIDADES DE MEDIDA EN EL ANÁLISIS DE PROBABILIDAD DE FALLA	41
12.3	DETERMINACIÓN DE LA PROBABILIDAD DE FALLA	41
12.4	DETERMINACIÓN DEL MODO DE FALLA	42
12.5	CALCULAR LA PROBABILIDAD DE FALLA POR TIPO DE DETERIORO	43
13.	EVALUACION DE LAS CONSECUENCIAS DE FALLA	44
13.1	INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS	44
13.1.1	<i>Pérdida de Contención</i>	44
13.1.2	<i>Otras Fallas Funcionales</i>	45
13.2	UNIDADES DE MEDIDA EN EL ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS	45
13.2.1	<i>Seguridad</i>	45
13.2.2	<i>Costo</i>	46
13.2.3	<i>Área Afectada</i>	47
13.2.4	<i>Daño Ambiental</i>	47
13.3	VOLUMEN DE FLUIDO ESCAPADO	48
14.	DETERMINACIÓN, EVALUACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	49
14.1	DETERMINACIÓN DEL RIESGO	49
14.1.1	<i>Determinación de la Probabilidad de una Consecuencia Específica</i>	49

14.1.2	<i>Calcular el Riesgo</i>	51
14.2	PRESENTACIÓN DEL RIESGO	52
15.	DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA	54
15.1	OBJETIVO	54
15.2	DESCRIPCIÓN GENERAL	54
15.3	EQUIPOS CUBIERTOS	55
15.4	MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN	56
15.5	COMPOSICIÓN DEL FLUIDO DEL PROCESO	57
15.6	INVENTARIO DEL FLUIDO	58
15.7	CONDICIONES DE OPERACIÓN	58
15.8	SISTEMA DE SEGURIDAD	58
15.9	MECANISMOS DE DETERIORO	59
15.9.1	<i>Segmentación del sistema</i>	59
15.9.2	<i>Mecanismos de deterioro considerados</i>	59
15.9.3	<i>Identificación de mecanismos de deterioro posibles</i>	60
15.9.4	<i>Densidad de la población en la estación La Heroica</i>	61
15.9.5	<i>Costos de Interrupción del Negocio</i>	62
15.9.6	<i>Costos por Reemplazo de Equipo</i>	62
15.10	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA	62
15.10.1	APLICACIÓN NIVEL 0	62
15.10.2	<i>Probabilidad de Falla</i>	63
15.10.3	<i>Consecuencia de la Falla</i>	63
15.10.4	<i>Aplicación Nivel 1</i>	64
16.	RESULTADOS DE LOS ANALISIS	66
16.1	RESULTADOS DEL NIVEL 0	66
16.2	RESULTADOS DEL NIVEL 1	69
17.	CONCLUSIONES	72
	BIBLIOGRAFÍA	73
	ANEXOS	74

INTRODUCCIÓN

Siempre existe un cierto riesgo para la seguridad ambiental, activos físicos y la salud ocupacional asociado con la operación de plantas que involucran procesos peligrosos. Surge la pregunta ¿Podemos producir y operar con calidad, eficiencia, oportunamente y además con seguridad? La respuesta es afirmativa si utilizamos un adecuado sistema de gestión de riesgos capaz de maximizar la seguridad, confiabilidad y disponibilidad y minimizar los costos.

Considerando que el transporte de gas natural es una actividad que se puede catalogar de alto riesgo debido al peligro que representa el manejo de un combustible gaseoso a alta presión y a que es un servicio primordial para la población y la industria, con el presente trabajo se explorará el empleo de nuevas herramientas que se encuentran disponibles y que están encaminadas a la optimización de los recursos de las compañías y a la mejora en la seguridad de las partes interesadas y del medio ambiente.

Un sistema de Gestión del Riesgo aplicable a la Estación La Heroica, será una aproximación a la gestión basada en la identificación y control de los sistemas y eventos que tienen el potencial de causar cambios no deseados en los procesos que se dan en la estación. Con la implementación de un modelo de gestión de riesgo basado en las normas API – RP581 y API-RP580 se obtendrá una metodología de trabajo que permitirá la utilización racional de los recursos y se garantizará la seguridad de los empleados, el público, la protección del medio ambiente, los activos y continuidad del negocio.

La administración de riesgos es reconocida como una parte integral de las buenas prácticas gerenciales. Es un proceso iterativo que consta de pasos, los cuales, cuando son ejecutados en secuencia, posibilitan una mejora continua en el proceso de toma de decisiones. Administración de riesgos es el término aplicado a un método lógico y sistemático de establecer el contexto, identificar, analizar, evaluar, tratar, monitorear y comunicar los riesgos asociados con una actividad, función o proceso de una forma que permita a las organizaciones minimizar pérdidas y maximizar oportunidades. Administración de riesgos es tanto identificar oportunidades como evitar o mitigar pérdidas.

1. DESCRIPCIÓN DE PROMIGAS S.A. E.S.P.

1.1 GENERALIDADES

Promigas E.S.P. S.A. es una empresa privada con domicilio en la ciudad de Barranquilla, dedicada principalmente al transporte de gas natural a través de un sistema de gasoductos de más 2.000 Km con una capacidad de 517 (millones de pies cúbicos estándar día) MPCED.

En la Fig. 1 se observa el diagrama del gasoducto Ballena–Jobo. Para el recibo y entrega de gas en la región Caribe Colombiana. PROMIGAS dispone de tres estaciones principales, en Ballena (La Guajira), Barranquilla y Cartagena, además de las denominadas City Gate en las distintas poblaciones que cuentan con el servicio de gas.

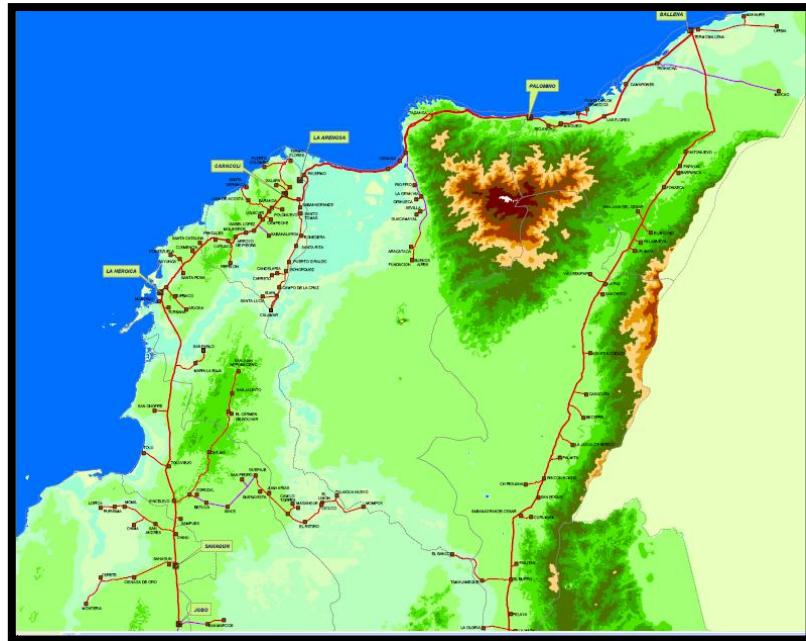
Su experiencia en el sector de gas por más de 30 años; en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de gasoductos, la convierte en empresa líder en el transporte de gas natural en Colombia y pionera de la masificación del uso de este combustible en el país.

Es la primera empresa en el sector gas en América Latina en obtener la certificación ISO 9001 versión 2000 para diseño, construcción, operación y mantenimiento de gasoductos.

Tiene certificados en los Sistemas de Gestión Ambiental y de Seguridad y Salud Ocupacional bajo las normas NTC ISO 14001 y NTC OHSAS 18001.

Tiene amplia cobertura y presencia en el territorio nacional en el transporte y distribución de gas natural e inversiones en otros negocios como telecomunicaciones y distribución de combustibles.

Figura 1. Esquema general del gasoducto troncal Ballena–Jobo



1.2 ESTACIÓN DE RECIBO-LA HEROICA

La estación La Heroica, ubicada en la ciudad de Cartagena, recibe el gas proveniente de Barranquilla, para su distribución y transporte en el sector industrial de Mamonal y residencial de la ciudad, ver la Fig. 2

En la estación La Heroica se realizan los procesos de filtración - separación, regulación, medición y compresión del gas.

Figura 2. Ubicación de la estación La Heroica

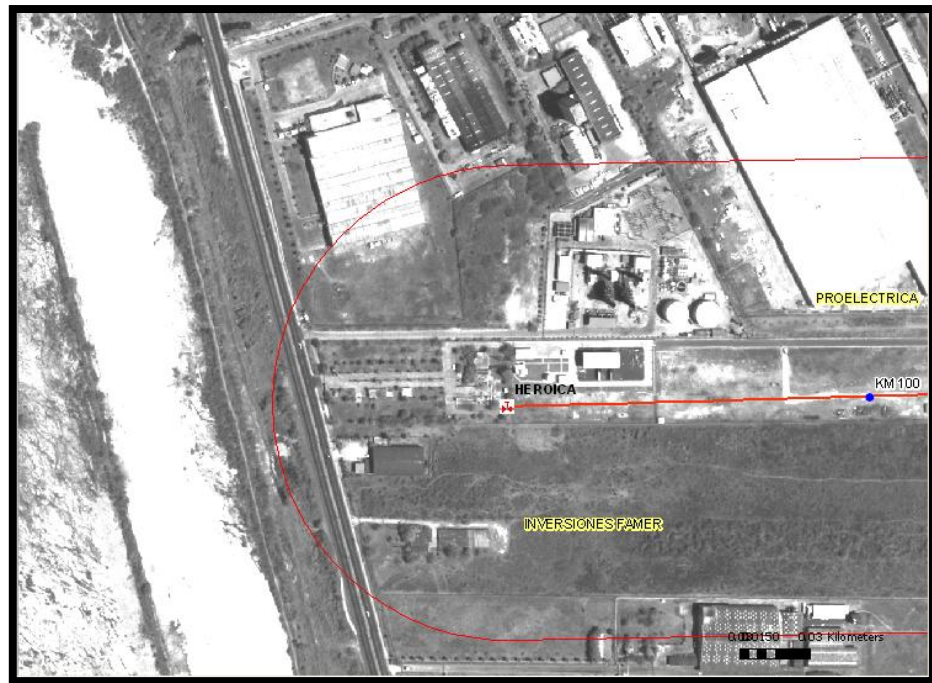


Imagen tomada de Google

1.2.1 Proceso de Filtración y Separación.

El sistema de filtración y separación de la estación La Heroica está conformado por cuatro unidades filtrantes, como se observa en las Figuras 3 y 4. El objetivo del proceso de filtración es retener las partículas sólidas y líquidos que puedan estar presente en la corriente de gas, con el fin de garantizar al cliente un producto de acuerdo con las especificaciones establecidas en el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT ¹) y de esta forma evitar daños a equipos y procesos que emplean el gas natural como combustibles y materia prima.

¹ RTU Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (Decreto 071 de dic. 1999)

Figura 3. Sistema de filtración



Figura 4. Sistema de Separación



1.2.2 Proceso de Regulación

Durante el proceso de regulación, la presión del gas que se recibe de Barranquilla se reduce a 275 psig, presión máxima para sistemas de distribución. El sistema está conformado por cinco válvulas de control de presión y como sistema de protección se dispone de dos válvulas de seguridad. En la Figura 5 se observa este sistema.

Figura 5. Sistema de Control de Presión



1.2.3 Proceso de medición

En el proceso de medición se cuantifica el volumen de gas que se entrega a los clientes del sector industrial de Mamonal por medio de un sistema de medidores conformados por dos placas de orificio como elementos primario y dos computadores de flujo, los cuales llevan a condiciones estándar (14,65 psia y 60°F) el volumen entregado. El sistema se muestra en la Figura 6.

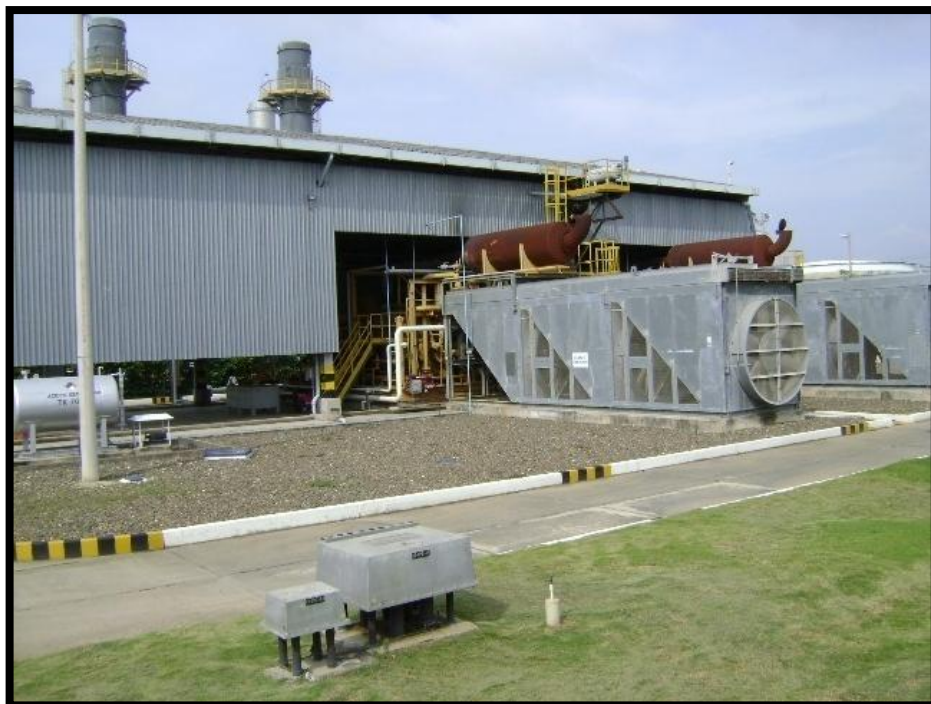
Figura 6. Sistema de Medición



1.2.4 Proceso de compresión

Este proceso se lleva a cabo mediante dos compresores recíprocos de 2.200 HP y una capacidad de 40 MPCED. Estos equipos solo son utilizados cuando las condiciones operacionales lo requiera, es decir cuando se tenga baja presión en el extremo del gasoducto. Ver Figura 7.

Figura 7. Sistema de Compresión



2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

A pesar de contar con un plan de mantenimiento preventivo, administrado y controlado a través de un CMMS (SAP-PM) para la estación La Heroica, se desconoce si las actividades realizadas apuntan reducir o controlar los riesgos inherentes a los diferentes mecanismos de falla asociadas a los equipos, debido a que no se utiliza una metodología específica que permita definir o establecer un *ranking* de criticidad de los equipos basada en riesgo.

Al no contar con una metodología de inspección basada en riesgo, se carece de información confiable que permita identificar y tomar acciones tendientes a prevenir situaciones que generen en accidentes con consecuencias catastróficas para las personas y el medio ambiente, además de incumplimiento con los clientes, pérdida económica y deterioro de la imagen de la compañía.

3. OBJETIVO

3.1 GENERAL

Implementar una metodología que permita identificar los riesgos inherentes a los sistemas y equipos que conforman la estación La Heroica con el propósito de garantizar su integridad.

3.2 ESPECIFICOS

- Establecer un ranking de criticidad de los equipos basado en riesgo
- Definir las actividades que sean necesarias para detectar el deterioro en servicio de las tuberías y recipientes antes de que se produzcan las fallas
- Ajustar el Plan de Mantenimiento actual de acuerdo con los resultados que se obtengan del análisis de riesgo, siguiendo la metodología descrita en el Código API-581.

4. QUÉ ES RIESGO

4.1 DEFINICIÓN

El riesgo es algo con lo que vivimos los individuos cotidianamente, consciente o inconscientemente, las personas constantemente toman decisiones basadas en riesgo. Algunas decisiones tan simples como conducir al trabajo o cruzar la calle caminando, involucran riesgos. Otras decisiones más importantes como comprar una casa, invertir dinero y casarse, implican una aceptación de riesgo. La vida no está libre de riesgos y hasta los individuos más cautos los asumen.

Por ejemplo, al conducir un carro, la gente acepta la probabilidad de que podrían morir o salir heridos. La razón por la que este riesgo es aceptado es porque las personas lo consideran lo suficientemente bajo como para hacerlo aceptable. El tipo de carro, las medidas de seguridad instaladas, el volumen y la velocidad del tráfico, y otros factores como la disponibilidad y la posibilidad de otras alternativas (ej. El transporte masivo), influyen en la decisión.

El riesgo es la combinación de la probabilidad de algún evento que ocurre durante un periodo de tiempo de interés y las consecuencias (generalmente negativas) asociadas con el evento. En términos matemáticos, el riesgo puede ser calculado por la ecuación:

$$\text{Riesgo} = \text{Probabilidad} \times \text{Consecuencia}$$

4.2 ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS Y REDUCCIÓN DE RIESGO

Al principio, puede parecer que administración de riesgos y reducción de riesgo son sinónimos. Sin embargo, reducción de riesgo es tan sólo una parte de la administración de riesgos. La reducción de riesgo es el acto de mitigar un riesgo conocido y llevarlo a un nivel de riesgo más bajo. La administración de riesgos es un proceso de evaluación para determinar si se requiere una reducción de riesgo y desarrollar un plan para mantener los riesgos en un nivel aceptable. Utilizando la administración de riesgos, algunos pueden ser clasificados como aceptables, de modo que no se requiere reducción (mitigación).

5. GENERALIDADES DE LA ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

5.1 MARCO TEÓRICO

La administración de Riesgo es el proceso de identificar, evaluar y reducir riesgos a un nivel aceptable e implementar las salvaguardas correctas para mantenerlo ese nivel. No hay ningún entorno 100% seguro.

La administración de riesgos es una parte integral del proceso de la administración moderna. La administración de riesgos es un proceso multifacético, el cual alcanza su máximo desarrollo cuando se ejecuta a través de un equipo multidisciplinario. Es un proceso iterativo de mejora continua.

5.2 ELEMENTOS PRINCIPALES

Los elementos principales del proceso de administración de riesgos, como se muestra en la Figura 8, son los siguientes:

- a) Establecer el contexto
Establecer el contexto estratégico, organizacional y de administración de riesgos en el cual tendrá lugar el resto del proceso. Deberían establecerse criterios contra los cuales se evaluarían los riesgos, y definir la estructura del análisis.
- b) Identificar riesgos
Identificar qué, por qué y cómo pueden surgir las cosas como base para análisis posterior.
- c) Analizar riesgos
Determinar los controles existentes y analizar riesgos en términos de consecuencias y probabilidades en el contexto de esos controles. El análisis debería considerar los rangos de consecuencias potenciales y cuán probable es que ocurran esas consecuencias.
Consecuencias y probabilidades pueden ser combinadas para producir un nivel estimado de riesgo.

d) Evaluar riesgos

Comparar niveles estimados de riesgos contra los criterios preestablecidos.

Esto posibilita que los riesgos sean ordenados como para identificar las prioridades de administración. Si los niveles de riesgo establecidos son bajos, los riesgos podrían caer en una categoría aceptable y no se requeriría un tratamiento.

e) Tratar riesgos

Aceptar y monitorear los riesgos de baja prioridad. Para otros riesgos, desarrollar e implementar un plan de administración específico que incluya consideraciones de fondeo.

i. Monitorear y revisar

Monitorear y revisar el desempeño del sistema de administración de riesgos y los cambios que podrían afectarlo.

ii. Comunicar y consultar

Comunicar y consultar con interesados internos y externos según corresponda en cada etapa del proceso de administración de riesgos y concerniendo al proceso como un todo.

La administración de riesgos se puede aplicar en una organización a muchos niveles. Se lo puede aplicar a nivel estratégico y a niveles operativos. Se puede aplicar a proyectos específicos, para asistir con decisiones específicas o para administrar áreas específicas reconocidas por sus riesgos.

La administración de riesgos es un proceso iterativo que puede contribuir a la mejora organizacional. Con cada ciclo, los criterios de riesgos se pueden fortalecer para alcanzar progresivamente mejores niveles de administración de riesgos. Para cada etapa del proceso deberían llevarse registros adecuados, suficientes como para satisfacer a una auditoría independiente.

Figura 8. Elementos Principales de la Administración de Riesgo

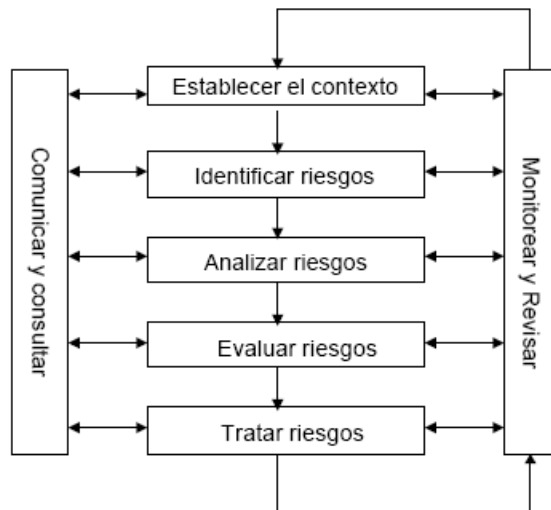


Figura tomada del estándar australiano para la Administración de riesgo AS/NZS 4360:1999

6. NORMAS API-RP 580 Y API 581

Estas prácticas recomendadas tienen como propósito proporcionar una guía para la realización de un programa de inspección basada en riesgo (RBI) sobre equipos fijos y tuberías en la industria de procesos químicos y de hidrocarburos. Incluye:

La RP 580 tiene como propósito complementar el código API 510 *Pressure Vessel Inspection*, el API 570 *Piping Inspection* y el API 653 *Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction*. Estos códigos y estándares de inspección API (*American Petroleum Institute*) le permiten a un propietario/ usuario planear una estrategia de inspección y aumentar o disminuir la frecuencia de inspección con base en los resultados de una evaluación RBI. La evaluación debe valorar sistemáticamente la probabilidad de falla y sus consecuencias.

La evaluación de la probabilidad de falla debe basarse en todas las formas de deterioro que se pudieran esperar en un equipo en particular.

Los puntos cubiertos por la metodología serán los siguientes:

- a. Una introducción a los conceptos y principios de la Inspección Basada en Riesgos.
- b. Secciones individuales que describen los pasos en la aplicación de estos principios dentro de la estructura del proceso RBI:
 1. Planeación de la Evaluación RBI.
 2. Recolección de Datos e Información.
 3. Identificación de los Mecanismos de Deterioro y Modos de Falla.
 4. Evaluación de la Probabilidad de Falla.
 5. Evaluación de la Consecuencia de la Falla.
 6. Determinación, Evaluación y Administración de Riesgos
 7. Administración de Riesgos con Actividades de Inspección
 8. Otras Actividades de Mitigación de Riesgos
 9. Reevaluación y Actualización
 10. Roles, Responsabilidades, Entrenamiento y Calificaciones

11. Documentación y Registros

El resultado esperado de la aplicación del proceso RBI debe ser el vínculo de los riesgos con la inspección adecuada u otras actividades de mitigación para administrar riesgos. El proceso RBI puede generar:

- a. Una clasificación por riesgo de todo el equipo evaluado.
- b. Una descripción detallada del plan de inspección que será empleado para cada equipo, incluyendo:
 - 1. Métodos de inspección que deben ser utilizados (ej., visual, UT, Radiografía, WFMT).
 - 2. Extensión de la aplicación de los métodos de inspección (ej., porcentaje del área total examinada o sitios específicos)
 - 3. Tiempos de inspecciones/ exámenes
 - 4. Administración de riesgos lograda mediante la implementación del plan de inspecciones
- c. Una descripción de cualquier otra actividad de mitigación de riesgos (tales como reparaciones, reemplazos o actualizaciones del equipo de seguridad).
- d. Los niveles de riesgo esperados de todo el equipo después de implementar el plan de inspección y otras actividades de mitigación de riesgos.

6.1 ELEMENTOS CLAVES DE UN PROGRAMA RBI

Los elementos claves que deben existir en cualquier programa RBI son:

- a. Sistemas de administración para mantener documentación, calificaciones de personal, requerimientos de información y actualizaciones de análisis
- c. Método documentado para la determinación de consecuencias de falla.
- d. Metodología documentada para administrar la inspección de riesgos y otras actividades de mitigación

6.2 BENEFICIOS Y LIMITACIONES DE RBI

La implementación del RBI proporciona lo siguiente:

- a. Una reducción general en el riesgo para las instalaciones y equipos analizados.
- b. Una aceptación/ entendimiento del riesgo actual.

Los planes RBI también identifican el equipo que no requiere inspección o alguna otra forma de mitigación debido al nivel de riesgo aceptable asociado con la operación actual del equipo. De esta forma, las actividades de mantenimiento e inspección pueden ser focalizadas y más efectivas en costos. A menudo esto da como resultado información más exacta. En algunos casos, además de las reducciones de riesgo y mejoramiento en los procesos de seguridad, también se reduce significativamente en la cantidad de datos de inspección que se recolectan.

De esta manera, con menor cantidad de información se produce una información más exacta. En algunos casos, además de las reducciones de riesgos y los mejoramientos en la seguridad del proceso, los planes RBI pueden generar reducción en costos.

El programa de RBI se basa en principios de administración evaluación de riesgos. No obstante, la RBI no compensa:

- a. Información inexacta o faltante
- b. Diseños inadecuados o instalación defectuosa del equipo.
- c. Operación por fuera de un diseño aceptable
- d. No ejecutar efectivamente los planes
- e. La carencia de personal o equipo de trabajo calificados.
- f. La carencia de buen juicio operacional o ingenieril.

La Figura 9 presenta curvas que muestran la reducción de riesgos que puede esperarse cuando se aumenta el grado y la frecuencia de la inspección. La curva superior en la Figura 9 representa un programa de inspección típico. Donde no hay inspección, puede existir un nivel de riesgo mayor, como se indica en el eje-y- de la figura.

Con una inversión inicial en actividades de inspección, el riesgo se disminuye significativamente. Se alcanza un punto donde la actividad adicional de inspección comienza a mostrar un retorno decreciente, y finalmente puede producir muy poca

reducción de riesgo adicional. Si se aplica inspección en exceso, el nivel de riesgo puede hasta aumentar. La razón es que las inspecciones invasivas en ciertos casos puede causar deterioro adicional (ingreso de humedad en los equipos con ácido politéxico; daño a recubrimientos protectores o recipientes forrados en vidrio). Esta situación se representa con la línea punteada en el extremo de la curva superior.

El objetivo de la RBI es determinar qué incidente podría ocurrir (consecuencia) en el evento de la falla de un equipo y que tan probable (probabilidad) es que el incidente pudiera suceder. Por ejemplo, si un recipiente presurizado sometido a deterioro por corrosión bajo aislamiento desarrolla una fuga, podrían ocurrir una gran variedad de consecuencias. Algunas de las posibles consecuencias pudieran ser:

- a. Formación de una nube de vapor o gas que podría encenderse o explotar, causando heridas al personal y daños al equipo.
- b. Emisión de un químico tóxico que podría causar problemas de salud.
- c. Producción de un derrame y causar deterioro ambiental.
- d. Forzar la parada de una unidad y tener un impacto económico adverso.
- e. Tener un impacto mínimo en la seguridad, la salud, la economía o el ambiente.

Combinando la probabilidad de uno o más de estos eventos con sus consecuencias, se determina el riesgo para la operación. Con frecuencia pueden ocurrir algunas fallas sin impactos significativos sobre la seguridad, el ambiente o la economía. De igual forma, algunas fallas tienen consecuencias potencialmente graves, pero si la probabilidad del incidente es baja, entonces el riesgo no implica acción inmediata. Sin embargo, si la combinación de probabilidad y consecuencia (riesgo) es lo suficientemente alta para ser inaceptable, entonces se recomienda una acción de mitigación para prevenir el evento.

Figura 9. Administración de Riesgo utilizando RBI

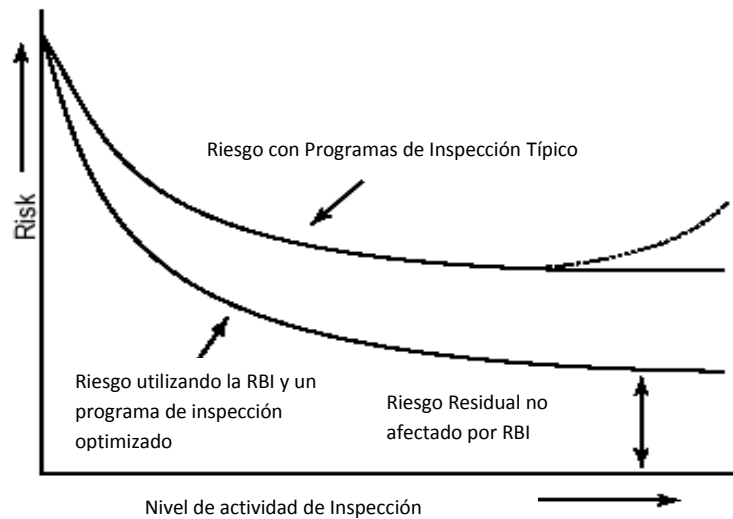


Figura tomada del Código API-RP-580

Como se aprecia en la Figura 9, el riesgo no puede ser reducido a cero sólo con la inspección. Los factores de riesgo residual de pérdida de contención incluyen, pero no se limitan a lo siguiente:

- a. Error humano
- b. Desastres naturales
- c. Eventos externos (ej. Colisiones u objetos que caen).
- d. Efectos secundarios de unidades cercanas.
- e. Efectos consecuenciales de equipo asociado en la misma unidad
- f. Actos deliberados (ej. sabotaje).
- g. Limitaciones fundamentales del método de inspección.
- h. Errores de diseño
- i. Mecanismos de deterioro desconocidos

Muchos de estos factores están influenciados por el sistema de administración de seguridad que se tenga en las instalaciones.

6.3 UTILIZACIÓN DE LA RBI COMO HERRAMIENTA DE MEJORAMIENTO CONTINUO

La utilización de la RBI proporciona un vehículo para mejorar la inspección de instalaciones y reducir sistemáticamente el riesgo asociado con las fallas en los límites de presión. A medida que aparece nueva información o cuando ocurren cambios, se puede hacer la reevaluación del programa RBI con lo que se proporciona una vista más fresca de los riesgos. Los planes de administración de riesgos deben ajustarse apropiadamente. La RBI ofrece la ventaja adicional de identificar brechas o defectos en la efectividad de tecnologías de inspección y aplicaciones disponibles comercialmente.

6.4 ENFOQUE EN LA INTEGRIDAD MECÁNICA

El proceso RBI se enfoca en el mantenimiento de la integridad mecánica de los equipos presurizados y la minimización del riesgo de pérdida de contenido debido al deterioro. La RBI no sustituye un análisis de riesgo de proceso PHA (*PROCESS HAZARDS ANALYSIS*) o HAZOP (*HAZARD OPERABILITY*). Generalmente, las evaluaciones de riesgo PHA se enfocan en el diseño de la unidad de proceso y las prácticas de operación, y su pertinencia dada las condiciones de operación actuales o anticipadas de la unidad.

La RBI complementa el PHA enfocándose en los mecanismos de deterioro relacionados con la integridad mecánica y la administración de riesgos a través de la inspección. La RBI también es complementaria del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) ya que ambos programas se enfocan en el entendimiento de los modos de falla, mejorando la confiabilidad del equipo y de las instalaciones del proceso.

6.5 EQUIPO CUBIERTO

Los siguientes tipos de equipo presurizado y sus componentes asociados están cubiertos por la Norma API-RP581:

- a. Recipientes Presurizados—todos los componentes que contengan presión.
- b. Tubería de Proceso—Tubos y componentes de la tubería
- c. Tanques de Almacenamiento—atmosféricos y presurizados.

- d. Equipos rotatorios—componentes que contienen presión
- e. Hervidores y Calentadores—componentes presurizados
- f. Intercambiadores de Calor (Cuerpos, cabezotes, canales, etc.)
- g. Dispositivos de alivio de presión

6.6 EQUIPO NO CUBIERTO

El siguiente equipo no presurizado, no está cubierto por este documento:

- a. Instrumentos y sistemas de control
- b. Sistemas eléctricos
- c. Sistemas estructurales
- d. Componentes de maquinaria (excepto carcazas de bombas y compresores)

6.7 AUDIENCIA OBJETIVO

La principal audiencia para la RP 580 es el personal de inspección e ingeniería, responsable de la integridad y operabilidad mecánica del equipo cubierto por esta práctica recomendada. Sin embargo, aunque el grupo de Ingeniería de Inspección/Materiales de una organización puede ser el de la iniciativa RBI, este programa no es una actividad de inspección exclusivamente. La RBI requiere de la participación de varios departamentos de la organización tales como ingeniería, mantenimiento y operaciones.

La implementación del producto resultante de RBI (ej. Planes de inspección, recomendaciones de reemplazo/ actualización, etc.), pueden depender de más de un segmento de la organización.

La RBI necesita del compromiso y la cooperación de toda la organización. En este contexto, aunque la audiencia principal puede ser el personal de ingeniería de materiales e inspección, todos los que pudieran llegar a estar involucrados en el programa deben estar familiarizados con los conceptos y principios incorporados en la metodología

7. DEFINICIONES

ALARP (Tan Bajo Como Sea Razonablemente Práctico **-As Low As Reasonably Practical**): Concepto de minimización que postula que los atributos (tales como el riesgo) sólo pueden ser reducidos hasta cierto nivel mínimo con la tecnología actual y un costo razonable.

Consecuencia: Resultado de un evento. Pueden existir una o más consecuencias de un evento. Las consecuencias pueden oscilar de positivas a negativas. Sin embargo, las consecuencias son siempre negativas desde la óptica de seguridad. Las consecuencias pueden ser expresadas cualitativa o cuantitativamente.

Tolerancia al Daño: La cantidad de deterioro que un componente puede soportar sin fallar

Deterioro: La reducción de la capacidad de un componente para cumplir con su propósito de contener fluidos. Esto puede ser causado por diversos mecanismos de deterioro (ej. Adelgazamiento, agrietamiento, mecánica). En lugar de deterioro se pueden usar los términos Daño o degradación.

Evento: Ocurrencia de un conjunto particular de circunstancias. El evento puede ser cierto o incierto. Puede ser singular o múltiple. La probabilidad asociada con el evento puede calcular para un periodo de tiempo dado.

Árbol de eventos: Herramienta analítica que organiza y caracteriza accidentes potenciales de una forma gráfica y lógica. El árbol de eventos comienza con la identificación de eventos potenciales. Luego aparecen los eventos posibles subsiguientes como el segundo nivel del árbol. Este proceso se continúa para desarrollar rutas o escenarios, desde los eventos de arranque hasta los resultados potenciales.

Evento externo: Eventos resultantes de fuerzas naturales, casos fortuitos o eventos tales como incendios o explosiones en áreas vecinas, emisiones de material peligroso de terceros, falla en la energía eléctrica, tornados, intrusión de vehículos externos de transporte tales como avionetas, barcos, trenes, camiones, o automóviles. Los eventos externos generalmente están más allá del control directo o indirecto de las personas empleadas en las instalaciones.

Falla: Terminación de la capacidad de un sistema, estructura o componente para realizar su función (ej. Pérdida de capacidad como contenedor). Las fallas pueden ser no anunciadas o indetectables hasta la siguiente inspección (falla no anunciada), o pueden ser anunciadas y detectadas por cualquier número de métodos en el momento de la ocurrencia (falla anunciada)

Modo de falla: La forma como se presenta la falla. Para inspección basada en riesgo, la falla de interés es la pérdida de la capacidad como contenedor de equipos presurizados. Algunos ejemplos de modos de falla son huecos pequeños, grietas y rupturas.

Riesgo: Combinación de la probabilidad de un evento y su consecuencia. En algunas situaciones, el riesgo es una desviación de lo esperado. Cuando la probabilidad y la consecuencia se expresan numéricamente, el riesgo es el producto.

Peligro: Es la condición que causa heridas o muertes, pérdida de equipos, propiedades o deterioro ambiental. (ej. Explosión, incendio, temperaturas altas, errores humanos, etc.)

Estudio del Riesgo y la Operabilidad (HAZOP): Un estudio HAZOP es una forma de modos de falla y análisis de efectos. Los estudios HAZOP, que fueron desarrollados originalmente para la industria del proceso, utiliza técnicas sistemáticas para identificar riesgos y temas de operabilidad en todas las instalaciones. Es particularmente útil en la identificación de riesgos imprevistos debido a la carencia de información o a cambios en las condiciones del proceso o los procedimientos de operación

Mitigación: Limitación de cualquier consecuencia negativa o reducción de la probabilidad de un evento en particular.

Probabilidad: Grado en el que un evento tiene la posibilidad de ocurrir dentro del marco de tiempo en consideración. La definición matemática de probabilidad es “un número real en la escala de 0 a 1 unida a un evento al azar”. La probabilidad puede estar relacionada con una frecuencia de ocurrencia relativa a largo plazo o a un grado de creencia de que un evento ocurrirá. Para un mayor grado de creencia, la probabilidad es cerca de uno.

La frecuencia y no la probabilidad, puede ser utilizada para describir el riesgo. Los grados de creencia acerca de la probabilidad pueden ser escogidos como clases o categorías como “Raro/ improbable/ moderado/ probable/ casi cierta” o “increíble/ improbable/ remoto/ probable/ frecuente.”

Aceptación del riesgo: Es la decisión de aceptar el riesgo. Esta aceptación depende de los criterios de riesgo.

Análisis de riesgo: Es el uso sistemático de la información para identificar las fuentes de peligro y calcular el riesgo. El análisis de riesgo proporciona la base para la evaluación, la mitigación y la aceptación del riesgo. La información puede incluir datos históricos, análisis teórico, opiniones y preocupaciones de los evaluadores.

Inspección basada en riesgo: Es una evolución del riesgo y el proceso de administración que se enfoca en la pérdida de la capacidad de contención del equipo presurizado en instalaciones de procesamiento debido al deterioro del material. Estos riesgos se administran principalmente a través de inspección al equipo.

Comunicación del riesgo: Es el intercambio o distribución de información acerca del riesgo entre quien toma la decisión y los otros interesados. La información puede relacionarse con la existencia, la naturaleza, la probabilidad, la seriedad, la aceptabilidad, la mitigación u otros aspectos del riesgo.

Control del riesgo: Son las acciones que implementan las decisiones de administración de riesgos. El control de riesgos puede involucrar el monitoreo, la re evaluación, la aceptación y el cumplimiento de las decisiones.

Criterios de riesgo: Son los términos de referencia mediante los cuales se evalúa la importancia del riesgo. Los criterios de riesgo pueden incluir costos y beneficios asociados, requerimientos estatutarios y legales, el interés de los empleados, las prioridades y otros elementos de entrada para la evaluación.

Estimación del riesgo: Es el proceso utilizado para asignar valores a la probabilidad y consecuencia de un riesgo. La estimación del riesgo puede considerar el costo, los beneficios, las preocupaciones del interesado y otras variables según sea apropiado para la evaluación del riesgo.

Evaluación de riesgo: Proceso utilizado para comparar el riesgo estimado contra los criterios de riesgo dados, con el fin de determinar la importancia del riesgo. La evaluación del riesgo puede ser utilizada como ayuda en la decisión de aceptación o mitigación.

Identificación del riesgo: Proceso para encontrar, relacionar y caracterizar los elementos de riesgo. Estos elementos de riesgo pueden incluir fuente, evento, consecuencia probabilidad. La identificación del riesgo también puede identificar la preocupación de los interesados.

Administración de riesgos: Son las actividades coordinadas para dirigir y controlar una organización con respecto al riesgo. La administración de riesgos generalmente incluye evaluación de riesgos, mitigación de riesgo, aceptación de riesgo y comunicación de riesgos.

Mitigación de riesgos: Proceso de selección e implementación de medidas para modificar el riesgo. El término mitigación de riesgos algunas veces se utiliza para las medidas en sí.

Reducción de riesgos: Son las acciones tomadas para disminuir la probabilidad, las consecuencias negativas o ambas asociadas con un riesgo en particular.

Fuente: Cosa o actividad con un potencial para la consecuencia. La fuente en un contexto de seguridad es un riesgo.

Identificación de la fuente: Proceso para encontrar, relacionar y caracterizar fuentes. En el área de la seguridad, la identificación de la fuente se denomina identificación de riesgos.

Personal interesado: Cualquier individuo, grupo u organización que puede afectar, ser afectado o percibirse a sí mismo como afectado por el riesgo.

8. TIPOS DE EVALUACIÓN RBI

Es posible realizar varios tipos de evaluación RBI a diversos niveles. La elección del enfoque depende de múltiples variables tales como:

- a. Objetivo del estudio
- b. Número de instalaciones y equipos a estudiar
- c. Recursos disponibles
- d. Estructura del tiempo de estudio
- e. Complejidad de las instalaciones y procesos
- f. Naturaleza y calidad de la información disponible

El procedimiento de RBI puede ser aplicado cualitativamente, cuantitativamente o utilizando aspectos de ambos (ej. Semi cuantitativamente). Cada enfoque proporciona una forma sistemática para monitorear el riesgo, identificar las áreas de interés potencial y desarrollar una lista priorizada para inspección o análisis más detallado. Cada una desarrolla una medición de riesgo que se utilizará para evaluar por separado la probabilidad de falla y la consecuencia potencial de la falla. Estos dos valores se combinan para estimar el riesgo.

El uso de la opinión del experto generalmente se incluye en la mayoría de evaluaciones de riesgo sin importar el tipo o nivel.

8.1 ENFOQUE CUALITATIVO

Este enfoque requiere datos basados en información descriptiva utilizando el juicio y la experiencia ingenieril como base para el análisis de la probabilidad y la consecuencia de la falla. Los datos generalmente se suministran por rangos en lugar de ser valores discretos. Los resultados se proporcionan en términos cualitativos tales como alto, medio y bajo, aunque los valores numéricos pueden estar asociados con estas categorías. El valor de este tipo de análisis está en que hace posible la culminación de una evaluación de riesgo si no se tiene información cuantitativa detallada. La exactitud de los resultados de un análisis cualitativo depende de los antecedentes y la pericia de los analistas

8.2 ENFOQUE CUANTITATIVO

El análisis cuantitativo de riesgos integra en una metodología uniforme, la información relevante acerca del diseño de las instalaciones, las prácticas de operación, la historia operacional, la confiabilidad del componente, las acciones humanas, la progresión física de accidentes y los efectos potenciales sobre la salud y el ambiente. El análisis cuantitativo de riesgos utiliza modelos lógicos que muestran combinaciones de eventos que podrían ocasionar accidentes graves y modelos físicos que muestran la progresión de accidentes y el transporte de un material peligroso para el ambiente.

Los modelos son evaluados probabilísticamente para proporcionar introspecciones cualitativas y cuantitativas acerca del nivel de riesgo y para identificar las características del diseño, del sitio o de las operaciones que son más importantes para el riesgo. El análisis cuantitativo de riesgos se diferencia del cualitativo por la profundidad de análisis y la integración de evaluaciones detalladas.

Los modelos lógicos de análisis cuantitativos de riesgos generalmente constan de árboles de eventos y árboles de fallas. Los árboles de eventos delinean los eventos desencadenantes y las combinaciones de éxitos y fallas del sistema mientras que los árboles de fallas muestran cómo pueden ocurrir las fallas representadas en los árboles de eventos. Estos modelos se analizan para estimar la probabilidad de cada secuencia de accidente. Los resultados de este enfoque generalmente se presentan como números de riesgo (ej. Costo por año)

8.3 ENFOQUE SEMI-CUANTITATIVO

Semi-cuantitativo es un término que describe cualquier enfoque que tenga aspectos derivados de los enfoques cualitativo y cuantitativo. Se engrana para obtener los mayores beneficios de los dos enfoques anteriores (ej. La velocidad del cualitativo y el rigor del cuantitativo). Los resultados generalmente se proporcionan en categorías de consecuencia y probabilidad en lugar de números de riesgos, pero los valores numéricos pueden estar asociados con cada categoría para permitir el cálculo del riesgo y la aplicación de criterios de riesgo adecuado.

El Proceso RBI, que aparece en el diagrama en bloque simplificado de la Figura 10, muestra los elementos esenciales del planeamiento de la inspección con base en el análisis de riesgo.

Figura 10. Proceso de Planeación de Inspección Basada en Riesgo

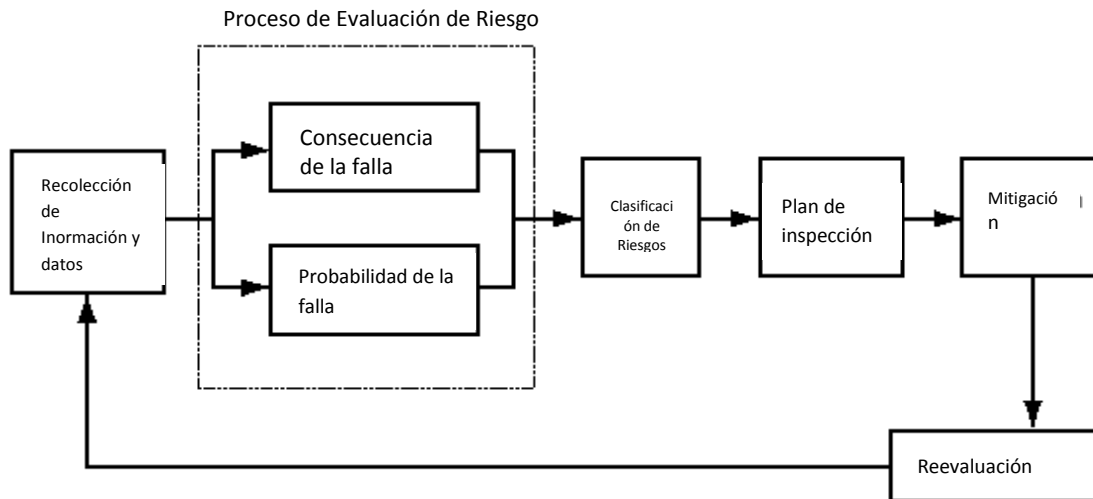


Figura tomada del Código API-RP 580

8.4 EVALUACIÓN CUANTITATIVA DE RIESGO (QRA)

La Evaluación Cuantitativa de Riesgos (QRA) se refiere a una metodología prescriptiva que ha resultado de la aplicación de técnicas de análisis de riesgos en muchos tipos de instalaciones, incluyendo instalaciones de procesos químicos y de hidrocarburos. Para todos los fines y propósitos, es un análisis de riesgo tradicional. Un análisis RBI comparte muchas de las técnicas y requerimientos de información con una QRA. La QRA tradicional generalmente comprende cinco tareas:

- a. Identificación de los sistemas
- b. Identificación de Riesgos
- c. Evaluación de probabilidades
- d. Análisis de consecuencias
- e. Resultados del riesgo.

La definición de sistemas, la identificación de riesgos y el análisis de consecuencias se vinculan integralmente. La identificación de riesgos en un análisis RBI generalmente se enfoca en mecanismos de falla identificables en el

equipo, pero no tiene que ver explícitamente con otros escenarios de falla resultantes de eventos tales como fallas de electricidad o errores humanos. La QRA se relaciona con el riesgo total, no sólo con el riesgo asociado con el deterioro del equipo. Generalmente, involucra una evaluación mucho más detallada que un análisis RBI. Se analiza la siguiente información.

- a. HAZOP existente o resultados del análisis de riesgo del proceso (PHA).
- b. Diseño del dique y del drenaje
- c. Sistemas de detección de riesgos.
- d. Sistemas de protección de incendios
- e. Estadísticas de emisión
- f. Estadísticas de heridas
- g. Distribuciones de población
- h. Topografía
- i. Condiciones del clima
- j. Uso del terreno.

Los analistas de riesgo con experiencia generalmente realizan una QRA (**QUANTITATIVE RISK ASSESSMENT**) Existe la oportunidad de vincular la QRA detallada con un estudio RBI.

9. ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS MEDIANTE INSPECCIÓN

La inspección influye en la incertidumbre del riesgo asociado principalmente con el equipo de presión aumentando el conocimiento del estado de deterioro y la predicción de la probabilidad de falla. Aunque la inspección no reduce el riesgo directamente, es una actividad de administración de riesgo que puede llevar a la reducción del riesgo. La inspección en servicio se relaciona principalmente con la detección y el monitoreo del deterioro. La probabilidad de falla debido a tal deterioro es una función de cuatro factores:

- a. Tipo y mecanismo de deterioro
- b. Promedio de deterioro
- c. Probabilidad de identificar y detectar el deterioro y predecir estados de deterioro futuros con técnicas de inspección.
- d. Tolerancia del equipo al tipo de deterioro.

9.1 MONITOREO INICIAL

9.1.1 Establecer los Límites Físicos de una Evaluación RBI

Los límites para activos físicos incluidos en la evaluación se establecen en concordancia con los objetivos generales. El nivel de información que se va a revisar y los recursos disponibles para lograr los objetivos tienen un impacto directo en la profundidad que se pueden evaluar los activos físicos. El proceso de monitoreo es importante para centrar el enfoque en los activos físicos más importantes de modo que se apliquen efectivamente el tiempo y los recursos. El alcance de una evaluación RBI puede variar entre una refinería completa o una planta y un solo componente de un equipo. Generalmente, la RBI se realiza en varios equipos en lugar de un solo componente

9.1.2 Monitoreo de Equipos

En la mayoría de plantas, un gran porcentaje de riesgo de la unidad total se concentrará en un porcentaje relativamente pequeño de los equipos. Estos elementos de alto riesgo potencial deben recibir mayor atención en la evaluación. El monitoreo de los equipos a menudo se realiza para identificar los que presentan mayor riesgo y ejecutar una evaluación más detallada. Una evaluación RBI puede ser aplicada a todos los equipos presurizados tales como:

- a. Tuberías
- b. Recipientes presurizados
- c. Reactores.
- d. Intercambiadores de calor
- e. Hornos
- f. Tanques.
- g. Bombas (Límite de presión).
- h. Compresores (Límite de presión).
- i. Válvulas de alivio de presión.
- j. Válvulas de control (Límite de presión).
- k. Separadores

9.1.3 Establecer Límites de Operación

Similar a los límites físicos, los límites de operación para el estudio RBI se establecen de acuerdo con los objetivos de la evaluación, el nivel de la información que se va a revisar y los recursos. El propósito de establecer límites operacionales es identificar los parámetros claves del proceso que pueden tener impacto en el deterioro.

La operación dentro de los límites es importante para la validez del estudio RBI así como para la buena práctica de operación. Puede ser útil monitorear los parámetros claves de proceso para determinar si las operaciones se mantienen dentro de los límites.

10. RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN Y DATOS PARA LA EVALUACIÓN RBI

10.1 DATOS NECESARIOS PARA RBI

Un estudio RBI puede utilizar un enfoque cualitativo, semi-cuantitativo o cuantitativo. La diferencia fundamental entre estos enfoques es la cantidad y detalle de los elementos que intervienen, de los cálculos y de los resultados. Para la estación La Heroica aplicaremos un enfoque cualitativo.

Para cada enfoque RBI es importante documentar desde el comienzo todas las bases del estudio, las hipótesis y aplicar una racional constante. Se debe registrar cualquier desviación de los procedimientos estándares prescritos. La documentación de equipo único de los identificadores de la tubería también es un buen punto de partida para cualquier nivel de estudio. El equipo debe corresponder a un solo grupo o ubicación tal como una unidad de proceso específica o un sitio de planta en particular.

Los datos típicos necesarios para un análisis RBI pueden incluir, pero no están limitados a:

- a. Tipo de equipo
- b. Materiales de construcción
- c. Registros de inspección, reparación y reemplazo
- d. Composiciones de los fluidos del proceso
- e. Inventario de fluidos
- f. Condiciones de operación
- g. Sistemas de seguridad
- h. Sistemas de detección
- i. Mecanismos, promedio y gravedad del deterioro.
- j. Densidades de personal.
- k. Información de las paredes, del revestimiento exterior y del aislamiento.
- l. Costos de interrupción del negocio.

m. Costos de reemplazo del equipo.

n. *Costos de remedio ambiental.*

10.2 FUENTES DE INFORMACIÓN Y DATOS ESPECÍFICOS DEL SITIO

La información para RBI puede ser obtenida en muchos lugares dentro de una instalación. Es importante enfatizar que la precisión de la información debe ajustarse a la complejidad del método RBI utilizado. El individuo o equipo deben entender la sensibilidad de la información necesaria para el programa antes de recolectar los datos

Las fuentes de información potenciales incluyen, pero no están limitadas a:

a. Registros/ diagramas de diseño y construcción

1. P&ID, PFD, MFD, etc.
2. Diagramas isométricos de tuberías
3. Hojas de especificaciones de ingeniería.
4. Registros de materiales de construcción.
5. Registros de construcción QA/QC.
6. Códigos y estándares utilizados.
7. Sistemas de instrumentos protectivos
8. Sistemas de detección y monitoreo de fugas.
9. Sistemas de aislamiento
10. Registros de inventarios
11. Sistemas de alivio y despresurización de emergencia
12. Sistemas de seguridad.
13. Sistemas a prueba de incendios y contra incendios.
14. Planos.

b. Registros de inspección

1. Itinerarios y frecuencia
2. Cantidad y tipos de inspección
3. Reparaciones y cambios
4. Registros PMI.
5. Resultados de la inspección

c. Información del Proceso

1. Análisis de la composición de los fluidos incluyendo contaminantes
2. Información del sistema de control
3. Procedimientos de operación
4. Procedimientos de arranque y parada
5. Procedimientos de emergencia
6. Cartas de operación y registros de procesos
7. Información o reportes PSM, PHA, RCM y QRA.

d. Registros de Administración del cambio (MOC).

e. Información de áreas aledañas al sitio—si la consecuencia puede afectar áreas externas

f. Información de fallas

1. Información genérica de frecuencia de fallas.
2. Información de fallas específicas de la industria
3. Información de fallas específicas de planta y equipo
4. Registros de confiabilidad y monitoreo de las condiciones.
5. Información de fugas

g. Condiciones del sitio

1. Registros climáticos/ climatológicos

2. Registros de actividad sísmica

h. Costos de reemplazo de equipos

1. Informes de costos de proyectos

2. Bases de datos de la industria

i. Información de riesgos

1. Estudios PSM.

2. Estudios PHA.

3. Estudios QRA.

4. Otros estudios de riesgos específicos del sitio

j. Investigaciones de incidentes

11. IDENTIFICACIÓN DE MECANISMOS DE DETERIORO Y MODOS DE FALLA

11.1 INTRODUCCIÓN

La identificación de las susceptibilidades, de los mecanismos de deterioro y de los modos falla para todos los equipos incluidos en un estudio RBI es esencial para la calidad y efectividad de la evaluación RBI. Se debe consultar un especialista en corrosión o metalurgia para definir los mecanismos de deterioro, la susceptibilidad y los modos de falla potenciales. La información utilizada y las hipótesis deben ser validadas y documentadas. Las condiciones del proceso (normales y anormales) al igual que los cambios previstos del proceso deben ser considerados en la evaluación.

Los mecanismos de deterioro, los promedios y las susceptibilidades son los principales elementos de la evaluación de la probabilidad de falla. El modo de falla es un elemento clave para determinar la consecuencia de la falla excepto cuando se utiliza un análisis de consecuencia en el peor de los casos, asumiendo la salida total del inventario de componentes.

11.2 FALLA Y MODOS DE FALLA PARA LA INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (RBI)

El término falla puede ser definido como la terminación de la capacidad de realizar una función requerida. La RBI, tal como se describe en esta Práctica Recomendada, tiene que ver con un tipo de falla denominado pérdida de contención causada por deterioro.

El término modo de falla se define como la manera de la falla. Los modos de falla pueden oscilar entre un hueco pequeño hasta una ruptura completa.

11.3 MECANISMOS DE DETERIORO

El término mecanismo de deterioro se define como el tipo de deterioro que podría llevar a una pérdida de contención. Existen cuatro mecanismos de deterioro que se observan en la industria de procesos químicos e hidrocarburos:

- a. Adelgazamiento (interno y externo) o pérdida de espesor.
- b. Agrietamiento por corrosión por esfuerzo
- c. Metalúrgico y ambiental
- d. Mecánico

Entender la operación del equipo y su interacción con ambientes químicos y mecánicos es clave para realizar la identificación del mecanismo de deterioro. Por ejemplo, entender que el adelgazamiento localizado puede ser ocasionado por el método de inyección y agitación del fluido es tan importante como conocer el mecanismo de corrosión.

11.3.1 Adelgazamiento

El adelgazamiento incluye corrosión general, corrosión localizada, picadura y otros mecanismos que ocasionan pérdida de material de la superficie interna o externa. Los efectos del adelgazamiento pueden ser determinados a partir de la siguiente información:

- a. Grosor– El grosor (espesor) original, el histórico y el grosor medido actual.
- b. Edad del equipo– número de años en el servicio actual y si el servicio ha cambiado.
- c. Provisión de corrosión– provisión de diseño para el servicio actual.
- d. Promedio de corrosión
- e. Presión y temperatura de operación.
- f. Presión de diseño.
- g. Número y tipos de inspecciones.

11.3.2

Agrietamiento mediante corrosión por esfuerzo

El agrietamiento por Corrosión por Esfuerzo o *STRESS CORROSION CRACKING* (SCC) ocurre cuando el equipo está expuesto a ambientes que conllevan ciertos mecanismos de agrietamiento tales como agrietamiento cáustico, agrietamiento por aminas, agrietamiento por esfuerzo por sulfatos (SSC), agrietamiento inducido por hidrógeno o *HYDROGEN INDUCED CRACKING* (HIC), agrietamiento inducido por hidrógeno orientado por el esfuerzo o *STRESS ORIENTED HYDROGEN INDUCED CRACKING* (SOHIC), agrietamiento carbonado, agrietamiento por ácido politiónico (PTA), y agrietamiento por cloruros. (CISCC).

La literatura, la opinión de los expertos y la experiencia a menudo son necesarias para establecer la susceptibilidad del equipo al agrietamiento por corrosión por esfuerzo. Esta susceptibilidad generalmente se designa como alta, media o baja con base en:

- a. Material de construcción
- b. Mecanismo y susceptibilidad
- c. Temperatura y presión de operación
- d. Concentración de agentes corrosivos claves del proceso tales como pH, cloruros, sulfatos, etc.
- e. Variables de fabricación tales como tratamiento con calor post soldadura.

La determinación de la susceptibilidad no sólo debe considerar la susceptibilidad del equipo/ tubería al agrietamiento (o la probabilidad de iniciar una grieta), sino también la probabilidad de una grieta que produzca una fuga o una ruptura.

11.3.3 Deterioro Metalúrgico y Ambiental de las Propiedades

Las causas de falla metalúrgica y ambiental son diversas, pero generalmente involucran alguna forma de deterioro de las propiedades físicas o mecánicas del material debido a la exposición al ambiente del proceso.

Un ejemplo de esto es el ataque del hidrógeno a altas temperaturas (HTHA). El HTHA ocurre en aceros al carbón y de baja aleación. Históricamente, la resistencia al HTHA se predice con base en la experiencia de la industria que ha sido graficada en una serie de curvas para aceros al carbón y de baja aleación

que muestran el régimen de presión parcial de hidrógeno y temperatura en el que se han utilizados estos aceros sin deterioro debido a HTHA. Estas curvas, que comúnmente se denominan curvas Nelson, son conservadas con base en la experiencia de la industria en API RP 941.

La consideración para la susceptibilidad del equipo al HTHA se basa en:

- a. Material de construcción
- b. Temperatura de operación
- c. Presión parcial de hidrógeno
- d. Tiempo de exposición

En general, las variables críticas para el deterioro son el material de construcción, la operación del proceso, las condiciones de arranque y parada (especialmente temperatura) y el conocimiento del deterioro causado por esas condiciones.

11.3.4 Deterioro Mecánico

Similar a las fallas ambientales y metalúrgicas, son posibles diversos tipos y causas de deterioro mecánico. Los mecanismos de deterioro mecánico más comunes son la fatiga (mecánica, térmica y por corrosión), la ruptura por esfuerzo, y la sobrecarga por tensión.

11.4 OTRAS FALLAS

La RBI podría ser ampliada para incluir otras fallas diferentes de la pérdida de contención. Algunos ejemplos de otras fallas y modos de falla son:

- a. Falla en el dispositivo de alivio de presión– taponamiento, operación defectuosa, no activación
- b. Falla en los intercambiadores de calor– fugas en el tubo, taponamiento.
- c. Fallas en la bomba– falla en los sellos, falla en el motor, daño en las partes giratorias.
- d. Recubrimientos internos- perforaciones, desprendimientos.

12. EVALUACIÓN DE LA PROBABILIDAD DE FALLA

12.1 INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS DE PROBABILIDAD

El análisis de probabilidad en un programa RBI se realiza para estimar la probabilidad de una consecuencia adversa específica resultante de una pérdida de contención que ocurre debido a mecanismos de deterioro. La probabilidad de que ocurra una consecuencia específica es el producto de la probabilidad de falla POF, (*PROBABILITY OF FAILURE*) y la probabilidad del escenario en consideración, asumiendo que ha ocurrido la falla.

El análisis de probabilidad de falla debe abarcar todos los mecanismos de deterioro a los cuales es susceptible el equipo que se está estudiando. Además, debe incluir la situación donde el equipo está susceptible a múltiples mecanismos de deterioro (adelgazamiento, deformación por fluencia plástica). El análisis debe ser creíble, repetible y estar bien documentado. Se debe observar que los mecanismos de deterioro no son las únicas causas de pérdida de contención. Otras causas podrían incluir:

- a. Actividad sísmica
- b. Climas extremos
- c. Sobrepresión debido a fallas en el dispositivo de alivio de presión.
- d. Error del operario
- e. Sustitución inadvertida de materiales de construcción.
- f. Error de diseño.
- g. Sabotaje.

Estas y otras causas de pérdida de contención pueden tener impacto en la probabilidad de falla y deben incluirse en el análisis.

12.2 UNIDADES DE MEDIDA EN EL ANÁLISIS DE PROBABILIDAD DE FALLA

La probabilidad de falla generalmente se expresa en términos de frecuencia. La frecuencia se expresa como un número de eventos que ocurren durante un tiempo específico. Para el análisis de probabilidad, el tiempo se expresa como un intervalo fijo (ej. Un año) y la frecuencia se expresa como eventos por intervalo. El tiempo también puede ser expresado como ocasión (ej. Una longitud de ciclo) y la frecuencia serían los eventos por ocasión (ej. 0.03 fallas por ciclo). Para un análisis cualitativo, la probabilidad de falla puede ser categorizada (ej. Alto, medio, bajo o 1 a 5)

Sin embargo, aún en este caso, es adecuado asociar una frecuencia de evento con cada categoría de probabilidad para brindarle una guía a los individuos que tienen la responsabilidad de determinar la probabilidad. Si se hace esto, el cambio de una categoría a la siguiente podrían ser uno o más órdenes de magnitud u otras demarcaciones que proporcionen una discriminación adecuada.

12.3 DETERMINACIÓN DE LA PROBABILIDAD DE FALLA

Sin importar si se utiliza un análisis más cualitativo o cuantitativo, la probabilidad de falla se determina mediante dos consideraciones:

- a. Mecanismos y promedios de deterioro del material de construcción del equipo, resultante de su ambiente de operación (interno y externo)
- b. Efectividad del programa de inspección para identificar y monitorear los mecanismos de deterioro de modo que el equipo pueda ser reparado o reemplazado antes de la falla.

Analizar el efecto del deterioro en servicio y la inspección sobre la falla, conlleva los siguientes pasos:

- a. Identificar mecanismos de deterioro activos y creíbles que podrían ocurrir durante el periodo de tiempo que se está considerando (teniendo en cuenta condiciones normales y anormales)
- b. Determinar la susceptibilidad y el promedio de deterioro.
- c. Cuantificar la efectividad del programa pasado de inspección y mantenimiento y un programa futuro propuesto. Generalmente es necesario evaluar la probabilidad de falla considerando varias estrategias

de inspección y mantenimiento futuras incluyendo una estrategia de “no inspección, ni mantenimiento”

- d. Determinar la probabilidad de que con la condición actual, el deterioro en el promedio esperado/ previsto, excederá la tolerancia de daño del equipo y producirá una falla. También se debe determinar el modo de falla (ej. Fuga pequeña, fuga grande, ruptura del equipo) con base en el mecanismo de deterioro. En algunos casos, es posible determinar la probabilidad de más de un modo de falla y combinar los riesgos.

12.4 DETERMINACIÓN DEL MODO DE FALLA

El análisis de probabilidad de falla se utiliza para evaluar el modo de falla (ej. Perforación pequeña, grieta, ruptura catastrófica) y la probabilidad de que ocurra cada modo de falla. Es importante vincular el mecanismo de deterioro con el modo de falla más probable resultante. Por ejemplo:

- a. La picadura por corrosión generalmente conlleva a fugas por perforaciones pequeñas.
- b. El agrietamiento por corrosión por esfuerzo puede avanzar hacia pequeñas grietas a través de la pared o, en algunos casos, rupturas catastróficas.
- c. El deterioro metalúrgico y el deterioro mecánico puede llevar a modos de falla que varían de perforaciones pequeñas a rupturas.
- d. El adelgazamiento general por corrosión generalmente conlleva a fugas más grandes o rupturas.

El modo de falla afecta principalmente la magnitud de las consecuencias. Por esta y por otras razones, el análisis de probabilidad y consecuencia deben ser trabajadas interactivamente.

12.5 CALCULAR LA PROBABILIDAD DE FALLA POR TIPO DE DETERIORO

Combinando el mecanismo de deterioro esperado, el promedio o la susceptibilidad, los datos de inspección y la efectividad de la inspección, se puede determinar ahora la probabilidad de falla para cada tipo de deterioro y modo de falla. La probabilidad de falla puede ser determinada para periodos de tiempo o

condiciones futuras y actuales. Es importante para los usuarios validar que el método utilizado para calcular la POF es completo y adecuado para sus necesidades.

13. EVALUACION DE LAS CONSECUENCIAS DE FALLA

13.1 INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS

El análisis de consecuencias en un programa RBI se realiza para proporcionar discriminación entre los equipos sobre la base de la importancia de una falla potencial. En general, un programa RBI es administrado por inspectores de planta o ingenieros de inspección quienes manejan el riesgo administrando la probabilidad de falla con planeación de inspección y mantenimiento. Normalmente no tienen mucha capacidad para modificar la consecuencia de falla. Para todos los usuarios, el análisis de la consecuencia es una ayuda para establecer una clasificación de riesgo relativo de los equipos.

El análisis de consecuencia debe ser un cálculo repetible, simplificado y creíble de lo que podría esperarse si ocurriera una falla en el equipo evaluado.

Es posible utilizar métodos de análisis de consecuencia más o menos complejos y detallados, dependiendo de la aplicación deseada para la evaluación. El método de análisis de consecuencias elegido debe tener la capacidad demostrada de proporcionar el nivel requerido de discriminación entre equipos con consecuencia mayor y menor.

13.1.1 Pérdida de Contención

La consecuencia de la pérdida de contención generalmente se evalúa como pérdida de fluido hacia el ambiente externo. Los efectos de la consecuencia por pérdida de contención pueden ser considerados de acuerdo con las siguientes categorías:

- a. Impacto a la seguridad y a la salud.
- b. Impacto ambiental.
- c. Pérdidas de producción.

- d. Costos de mantenimiento y reconstrucción.
- e. Pérdida de imagen de la compañía

13.1.2 Otras Fallas Funcionales

Aunque la RBI está principalmente relacionada con fallas por pérdida de contención, se podrían incluir otras fallas funcionales en un estudio de RBI si el usuario lo desea. Otras fallas funcionales podrían ser:

- a. Falla mecánica o funcional de componentes internos de equipos presurizados (ej. Cubetas de columna, elementos de fusión, hardware de distribución, etc.).
- b. Falla en el tubo intercambiador de calor.

Nota: Pueden existir situaciones donde una falla en el tubo intercambiador de calor podría llevar a pérdida de contención del intercambiador o el equipo auxiliar. Las fallas incluyen fuga de un lado de alta presión a un lado de baja presión del intercambiador y la ruptura subsiguiente de contención en el lado de baja presión.

- c. Falla en el dispositivo de alivio de presión.
- d. Falla en el equipo giratorio (ej. Escapen en los sellos, fallas en los impulsores, etc.)

Estas otras fallas funcionales generalmente están cubiertas dentro de los programas de mantenimiento centrados en confiabilidad (RCM) y por lo tanto no se incluyen detalladamente en este documento.

13.2 UNIDADES DE MEDIDA EN EL ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS

Los diferentes tipos de consecuencias se pueden describir mejor por medio de medidas diferentes. El analista RBI debe considerar la naturaleza de los riesgos presentes y seleccionar unidades de medida adecuadas. Sin embargo, el analista debe tener en mente que las consecuencias resultantes deben ser comparables, tanto como sea posible para la priorización subsiguiente de riesgos.

Lo siguiente proporciona algunas unidades de medida de consecuencia que se pueden utilizar en una evaluación RBI.

13.2.1 Seguridad

Las consecuencias de seguridad se expresan como un valor numérico o se caracterizan por una categoría asociada con la gravedad de heridas potenciales y pueden resultar de un evento indeseable.

Por ejemplo, las consecuencias de seguridad podrían expresarse con base en la gravedad de un accidente (ej. Muertes, heridas graves, tratamiento médico, primeros auxilios) o se expresa como una categoría vinculada con la gravedad de la herida (ej. A a E)

13.2.2 Costo

El costo se utiliza como indicador de las consecuencias potenciales. Es posible, aunque no siempre creíble, asignar costos a casi cualquier tipo de consecuencia. Las consecuencias típicas que pueden ser expresadas en costo incluyen:

- a. Pérdida de producción debido a reducción del promedio o paradas.
- b. Empleo de equipo y personal de emergencia.
- c. Producto perdido por una fuga.
- d. Degradación de la calidad del producto
- e. Reemplazo o reparación del equipo dañado.
- f. Daño en la propiedad circundante.
- g. Limpieza de derrames y fugas.
- h. Costos por interrupción del negocio (utilidades perdidas)
- i. Pérdida de participación en el mercado.
- j. Heridas o muertes.
- k. Reclamación de tierras

l. Litigios.

m. Multas.

n. Goodwill.

La lista anterior es razonablemente comprensible, pero en la práctica, algunos de estos costos no son prácticos ni necesarios para ser utilizados en una evaluación RBI.

El costo generalmente requiere de información más detallada para su evaluación completa. La información como el valor del producto, los costos del equipo, los costos de reparación, los recursos de personal y el daño ambiental pueden ser difíciles de determinar, y el recurso humano requerido para realizar un análisis completo basado en finanzas, puede ser limitado. Sin embargo, el costo tiene la ventaja de permitir una comparación directa de varios tipos de pérdidas sobre una base común.

13.2.3 Área Afectada

El área afectada también se utiliza para describir las consecuencias potenciales en el campo de la evaluación de riesgos. Como su nombre lo indica, el área afectada representa la cantidad de área superficial que experimenta un efecto (dosis tóxica, radiación térmica, sobrepresión de explosión) superior que el valor limitante predefinido. Con base en los umbrales elegidos, cualquier elemento— personal, equipo, ambiente— dentro del área será afectado por las consecuencias del riesgo.

Para clasificar las consecuencias de acuerdo con el área afectada, generalmente se asume que el equipo o personal en riesgo están distribuidos uniformemente por toda la unidad. Un enfoque más riguroso asignaría una densidad de población con densidad de equipo o tiempo a diferentes áreas de la unidad.

Las unidades para la consecuencia en el área afectada (pies cuadrados o metros cuadrados) no se traducen en experiencias cotidianas y por lo tanto existe renuencia a utilizar esta medida. Sin embargo, tiene varias características que ameritan su consideración. El enfoque de área afectada tiene la característica de poder comparar consecuencias tóxicas e inflamables relacionando el área física impactada por un escape.

13.2.4 Daño Ambiental

Las medidas de consecuencia ambiental son las menos desarrolladas entre las utilizadas actualmente por la RBI. Una unidad de medida común para daño ambiental no está disponible en la tecnología actual, haciendo difícil evaluar las consecuencias ambientales. Los parámetros típicos utilizados para proporcionar una medida indirecta del grado de daño ambiental son:

- a. Hectáreas de tierra afectados por año
- b. Km de costa afectadas por año
- c. Número de recursos biológicos o de uso humano consumidos

La representación del daño ambiental casi invariablemente conlleva al uso de costo, en términos de dólares por año, para la pérdida y restauración de recursos ambientales.

13.3 VOLUMEN DE FLUIDO ESCAPADO

En la mayoría de evaluaciones de consecuencia, un elemento clave para determinar la magnitud de la consecuencia es el volumen de fluido escapado. El volumen escapado generalmente se deriva de una combinación de los siguientes elementos:

- a. Volumen de fluido disponible para escapar– Volumen de fluido en el equipo y los equipos conectados. En teoría es la cantidad de fluido entre las válvulas de aislamientos que se pueden cerrar rápidamente.
- b. Modo de falla
- c. Promedio de fuga.
- d. Tiempo de detección y aislamiento.

En algunos casos, el volumen escapado será el mismo que el volumen disponible para escape. Generalmente, existen protecciones y procedimientos en el lugar de modo que la ruptura de la contención pueda ser aislada y el volumen escapado será menor que el volumen disponible para escape.

14. DETERMINACIÓN, EVALUACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

14.1 DETERMINACIÓN DEL RIESGO

14.1.1 Determinación de la Probabilidad de una Consecuencia Específica

Una vez que se han determinado las probabilidades de falla y los modos de falla para los mecanismos de deterioro más relevantes, se debe determinar la probabilidad de cada escenario de consecuencia creíble. En otras palabras la falla de pérdida de contención puede ser únicamente el primer evento en una serie que conllevan a una consecuencia específica.

La probabilidad de eventos creíbles que lleven a una consecuencia específica deben ser factores de la probabilidad específica que ocurre. Por ejemplo, después de una pérdida de contención, el primer evento puede ser la iniciación o falla de las protecciones (aislamiento, alarmas, etc.) El segundo evento puede ser la dispersión, dilución o acumulación del fluido.

El tercer evento puede la iniciación o falla para iniciar la acción preventiva (apagado de fuentes de ignición cercanas, neutralización del fluido, etc.) y así sucesivamente hasta el evento de consecuencia específica (incendio, emisión tóxica, heridas, daño ambiental etc.)

El siguiente ejemplo sirve para ilustrar cómo se puede determinar la probabilidad de una consecuencia específica.

Suponiendo que se está evaluando un equipo que contiene hidrocarburos. El árbol de eventos comenzando con una pérdida de contención podría ser como aparece en la Figura 11.

Figura 11. Ejemplo de árbol de eventos

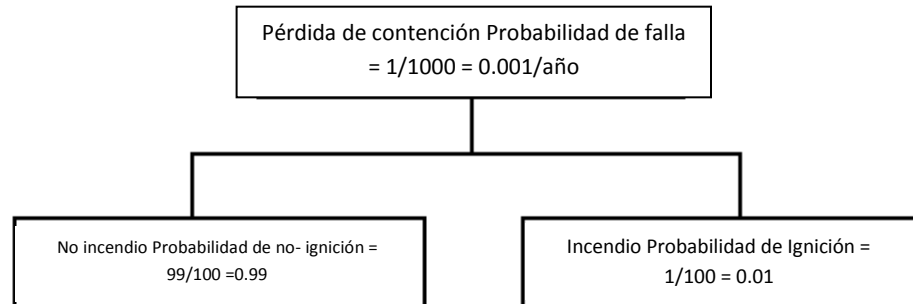


Figura tomada del Código API-RP 580

La probabilidad de una consecuencia específica es el producto de la probabilidad de cada evento que lleva a una consecuencia específica. En el ejemplo, la consecuencia específica que se está evaluando es un incendio. La probabilidad de incendio sería:

Probabilidad de Incendio = (Probabilidad de Falla) x (Probabilidad de Ignición)

Probabilidad de incendio = 0.001 por año x 0.01 = 0.00001 ó 1×10^{-5} por año

La probabilidad de no incendio abarca dos escenarios (pérdida de contención y no pérdida de contención). La probabilidad de no incendio sería:

Probabilidad de no Incendio = (Probabilidad de Falla x Probabilidad de No ignición) + Probabilidad de No falla

Probabilidad de No Incendio = (0.001 por año x 0.99) + 0.999 por año = 0.99999 por año

Nota: La probabilidad de todos los escenarios de consecuencia deben ser igual a 1.0. En el ejemplo, la probabilidad de la consecuencia específica de un incendio (1×10^{-5} por año) más la probabilidad de no incendio (9.9999×10^{-1} por año) es igual a 1.0.

Generalmente, existirán otras consecuencias creíbles que se deben evaluar. Sin embargo, a menudo es posible determinar un par dominante probabilidad/ consecuencia, de modo tal que no es necesario incluir escenarios creíbles en el análisis. Se debe utilizar el juicio ingenieril y la experiencia para eliminar casos triviales.

14.1.2 Calcular el Riesgo

Devolviéndonos a la ecuación de Riesgo:

$$\text{Riesgo} = \text{Probabilidad} \times \text{Consecuencia}$$

Ahora es posible calcular el riesgo para cada consecuencia específica. La ecuación de riesgo ahora puede ser establecida como:

$$\text{Riesgo de una consecuencia específica} =$$

$$(\text{Probabilidad de una consecuencia específica}) \times (\text{Consecuencia Específica})$$

El riesgo total es la suma de los riesgos individuales para cada consecuencia específica. A menudo un par probabilidad/ consecuencia será dominante y el riesgo total puede ser aproximado por el riesgo del escenario dominante

Para el ejemplo mencionado en 11.2.1, si la consecuencia de un incendio se ha evaluado en $\$1 \times 10^7$ entonces en el riesgo resultante sería:

$$\text{Riesgo de Incendio} = (1 \times 10^{-5} \text{ por año}) \times (\$1 \times 10^7) = \$100/\text{año}$$

Si la probabilidad y la consecuencia no se expresan como valores numéricos, generalmente se determina el riesgo graficando la probabilidad y la consecuencia en una matriz de riesgo. Los pares, probabilidad y consecuencia pueden ser graficados para determinar el riesgo de cada escenario. Obsérvese que cuando se utiliza un matriz de riesgo, la probabilidad a graficar debe ser la probabilidad de la consecuencia asociada, no la probabilidad de falla.

14.2 PRESENTACIÓN DEL RIESGO

Una vez que están desarrollados los valores de riesgo, se pueden presentar en diferentes formas para comunicar los resultados del análisis a quienes toman las decisiones y quienes planean las inspecciones. Un objetivo del análisis de riesgos es comunicar los resultados en un formato común que gran variedad de personas

puedan entender. Figura 12. El uso de una matriz de riesgos o diagrama es útil para alcanzar este objetivo

Figura 12. Matriz Cualitativa de Riesgo

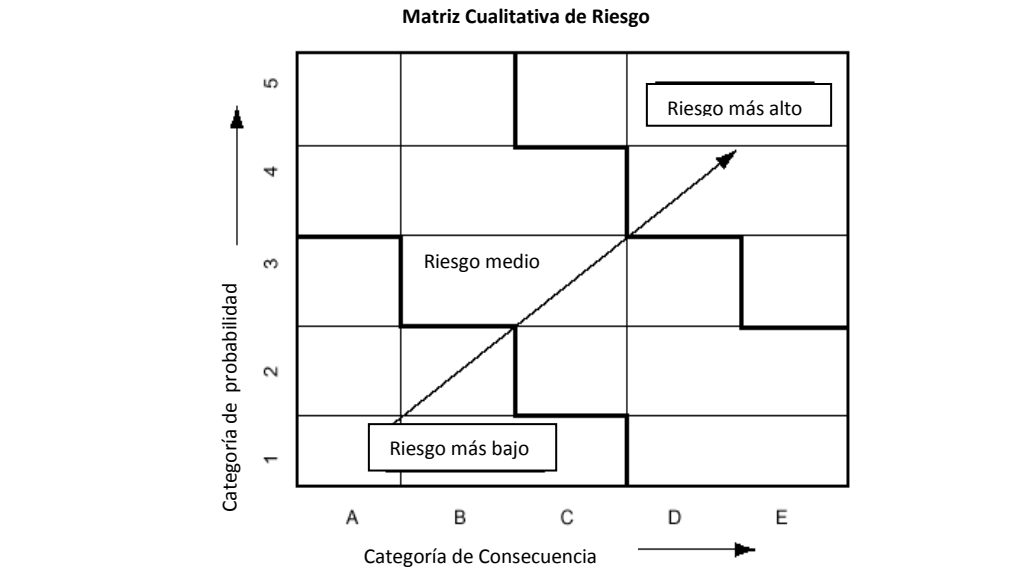


Figura tomada del Código API-RP 580

15. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

15.1 OBJETIVO

Establecer un programa de inspección mediante la metodología API-RBI de tipo cualitativo para los sistemas de la estación La Heroica, con el propósito de determinar el estado actual de integridad de los equipos objeto de estudio, y siguiendo los pasos especificados en la Norma API 581 Apéndice A y Apéndice E respectivamente. Estos Apéndices se muestran en el Anexo B.

15.2 DESCRIPCIÓN GENERAL

Para mejor comprensión, a continuación se describe en forma breve la metodología API-RBI de tipo cualitativo del Apéndice A del Código, la cual se utiliza para la ejecución de análisis de riesgo con el objetivo de examinar la integridad de plantas de procesos con equipos presurizados que manejan fluidos peligrosos en plantas petroquímicas, refinerías y campos de producción de petróleo y gas en servicio. Este apéndice describe el Nivel 0 para este tipo de análisis.

Esta evaluación de tipo cualitativo tiene principalmente dos objetivos: El primero se focaliza en establecer una priorización para los sistemas de una planta, de tal forma que el análisis y valoración de integridad para los equipos de la planta sea aplicado de la manera más benéfica en cuanto a la relación de costo-beneficio, partiendo del principio de que hay que garantizar la seguridad de las personas, el medio ambiente y la propiedad.

El segundo objetivo hace referencia a tener un lenguaje común donde la unificación de factores que son relevantes en los sistemas del proceso, permitan la jerarquización por plantas, sistemas o unidades de proceso; de tal forma que la compañía tenga un panorama global del nivel actual de riesgo en las diferentes unidades o sistemas que conforman la planta y de igual forma se pueda comparar con otras plantas similares, siendo posible el desarrollo de un ranking relativo de riesgo. Para el análisis de riesgo de la estación La Heroica, emplearemos el NIVEL 0 que se encuentra descrito en el Apéndice A del Código API-581, el cual está diseñado para los procesos que se dan en una planta.

El NIVEL 1 del mismo Código, se encuentra descrito en el Apéndice E, en donde muestra una categorización de los riesgos pero para los equipos del sistema.

15.3 EQUIPOS CUBIERTOS

Para el presente estudio se seleccionaron los siguientes equipos, perteneciente a los sistemas que interactúan y que se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Equipos Cubiertos

Ítem	Activo ID	TAG SAP	Descripción del activo	Subsistema
1			Transición tierra - aire llegada	Entrada de gasoducto
2			Línea de entrada	Entrada de gasoducto
3			Tampa de recibo	Entrada de gasoducto
4			Transición tierra-aire entrada By Pass general de regulación	Regulación
5			Transición tierra - aire salida By Pass general de regulación	Regulación
6			Cabezal del filtración	Filtración
7			Filtro N°1	Filtración
8			Filtro N°2	Filtración
9			Filtro N°3	Filtración
10			Filtro N°4	Filtración
11			Filtro canasta	Filtración
12			Separador N°1	Separación
13			Separador N°2	Separación
14			Cabezal de medición	Medición
15			Transición N°1 tierra - aire Sistema de transporte regional	Salida de gasoducto
16			Transición N°2 tierra - aire Sistema de transporte regional	Salida de gasoducto
17			Línea de salida 10"	Salida de gasoducto
18			Línea de salida 20"	Salida de gasoducto
19			Transición tierra - aire salida a Córdoba tubería 10"	Salida de gasoducto
20			Válvulas de seguridad	Seguridad
21			Transición tierra-aire tubería de 20"	Salida de gasoducto
22			Transición tierra-aire By - Pass del actuador	Entrada de gasoducto

15.4 MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN

La información que se obtuvo de los materiales con que están contruidos los equipos instalados se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Especificación de materiales

EQUIPO	MATERIAL DE CONSTRUCCIÓN	TIPO DE REVESTIMIENTO	OBSERVACIONES
FILTROS CONVENCIONALES 20 Y 24 PULGADAS	CS, API-5LX-60 ERW	Pintura epóxica	Construidos por PROMIGAS, tapas con bridas
FILTRO CANASTA	CS, ASME Sección VIII	Pintura epóxica	Stamp ASME
FILTRO-SEPARADOR	CS, ASME Sección VIII	Pintura epóxica	Stamp ASME
SEPARADORES	CS-API-5LX- 60	Pintura epóxica	Norma ASME, Sección XVIII diámetro de 30 pulgadas.
TUBERÍAS DE 20 PULGADAS	CS-API-5LX-60, ERW	Pintura epóxica	Espesor de pared: 0,375 pulgadas
TRAMPA DE RECIBO DE RASPATUBOS	CS-API 5LX-60	Pintura epóxica	Espesor de pared: 0,375 pulgadas
CABEZAL DE MEDICIÓN. 12"	CS-API, 5LX-60 ERW	Pintura epoxica	Espesor de pared: 0,250 pulg.
TUBERÍAS DE 10 PULGADAS	CS-API 5L-52 ERW	Pintura epóxica	Espesor de pared: 0,250 pulg.

15.5 COMPOSICIÓN DEL FLUIDO DEL PROCESO

Fluido que transporta el sistema de transporte de PROMIGAS es en un 80% Gas Natural proveniente de los pozos localizados en el departamento de La Guajira y cuya composición se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3. Composición volumétrica del gas Guajira

ITEM	COMPONENTE	FORMULA	% MOLAR
1	METANO	CH ₄	98,0377
2	NITROGENO	N ₂	1,4180
3	DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	0,1804
4	ETANO	C ₂ H ₆	0,2555
5	PROPANO	C ₃ H ₈	0,0517
6	i-BUTANO	C ₄ H ₁₀	0,0224
7	n-BUTANO	C ₄ H ₁₀	0,0080
8	i-PENTANO	C ₅ H ₁₂	0,0077
9	n-PENTANO	C ₅ H ₁₂	0,0019
10	HEXANO	C ₆ H ₁₄	0,0167
		TOTAL	100,0000

Gravedad específica real de la mezcla a condiciones base 14,65 PSIA y 60°F: 0,5652

Poder Calorífico Bruto Real a condiciones base, 14,65 PSIA y 60°F: 997 BTU/P³

Densidad del gas a condiciones base, 14,65 PSIA y 60°F: 0,689060 Kg/M³

Gravedad específica real de la mezcla a condiciones base 14,65 PSIA y 60°F: 0,5652

Poder Calorífico Bruto Real a condiciones base, 14,65 PSIA y 60°F: 997 BTU/P³

Densidad del gas a condiciones base, 14,65 PSIA y 60°F: 0,689060 Kg/M³

15.6 INVENTARIO DEL FLUIDO

Como se dijo en párrafos anteriores, a la estación La Heroica llega gas proveniente del Campo Guajira El volumen de gas que se entrega en Cartagena para diferentes usos oscila entre 60 000 y 70 000 pies cúbicos estándar por día (60.000/70.000 KPCED).

15.7 CONDICIONES DE OPERACIÓN

Las siguientes son las condiciones operacionales de la estación La Heroica:

Fluido:	Gas Natural
Presión de llegada:	600 psig
Presión de salida:	275 psig
Temperatura de flujo:	90°F
Rata de Flujo:	60.000/70.000 KPCED

15.8 SISTEMA DE SEGURIDAD

La estación La Heroica cuenta como sistema de seguridad de dos válvulas de 6 pulgadas piloteadas y con una presión de disparo de 290 psig y que son capaces de evacuar la masa de gas proveniente de una sobre presión producidas por fallas de las válvulas de control de presión. Estas válvulas descargan a la atmosfera.

15.9 MECANISMOS DE DETERIORO

15.9.1 Segmentación del sistema

Con el fin de facilitar el análisis de los mecanismos de daño probables en la estación La Heroica, el proceso se ha dividido en subsistemas o unidades funcionales; todos los equipos, relacionados en la Tabla 1, que forman parte de un subsistema se encuentran expuestos a las mismas condiciones operacionales y, por ende, tendrían la misma susceptibilidad a los mecanismos de daño que pudiesen tener lugar en las facilidades en estudio. Los subsistemas identificados son los siguientes:

- a. Línea de entrada del gasoducto: conformada por tubería de 20" procedente de Barranquilla, para este estudio se toma desde la transición hasta la trampa de llegada, no se incluyen las válvulas. En el Anexo A se presenta el diagrama de este sistema.

- b. Filtración: El sistema de filtración se compone de cinco filtros. En el Anexo A se presenta el diagrama de este sistema.
- c. Separación: El sistema dispone de dos separadores. En el Anexo A se presenta el diagrama de este sistema.
- d. Regulación: En el Anexo A se presenta el diagrama de este sistema.
- e. Medición: El sistema está compuesto por los tramos de tuberías aguas arriba y aguas abajo del medidor, el cual no hace parte del estudio.
- f. Salida del gasoducto: Conformado por las tuberías a la salida hasta las transiciones. Ver Anexo A
- g. Sistema de seguridad: Se disponen de dos válvulas de seguridad.

15.9.2 Mecanismos de deterioro considerados

Considerando los mecanismos de deterioro contemplados en el API 581 y debido a que:

- En el proceso en la estación La Heroica no existe presencia de ácidos: clorhídrico, sulfídico, nafténico, sulfúrico, fluorhídrico, ni politiónico.
- En el proceso no existe presencia de soda cáustica (NaOH), ni hidrógeno (H₂)
- Las temperaturas operacionales en la estación son inferiores a 400 °C.
- Las temperaturas operacionales y ambientales no podrían fragilizar los materiales empleados en la construcción de los equipos de la estación.
- Las tuberías y equipos en contacto con el agua libre que pueda arrastrar el gas a su entrada a la estación no son de acero inoxidable austenítico,
- En la estación no existen tanques superficiales de almacenamiento,
- La estación no tiene sistema de vapor

Se prevé que sólo los siguientes mecanismos de daño tengan algún grado de incidencia en los equipos de la estación La Heroica:

A. Corrosión interna.

- A.1. Corrosión microbiológica
- A.2. Corrosión bajo depósitos
- A.3. Corrosión – erosión

B. *Stress corrosión cracking* (SCC).

- B.1. Agrietamiento inducido por hidrógeno
- B.2. Agrietamiento Inducido por hidrógeno orientado por esfuerzo (SSC/HIC/SOHIC)
- B.3. Agrietamiento por carbonato
- B.4. Stress corrosión cracking (externo) a alto PH
- B.5. Stress corrosión cracking (externo) a pH cercano al neutro
- B.6. Fractura de pernos por carga excesiva y corrosión

C. Corrosión bajo aislamiento

- C.1 Corrosión bajo aislamiento. CUI
- C.2. Corrosión apantallada
- C.3. Corrosión en el área de contacto de los soportes

D. Corrosión externa

- D.1. Corrosión atmosférica
- D.2. Corrosión por suelo
- D.3. Corrosión en transiciones

G. Falla operacional de válvulas de alivio

15.9.3 Identificación de mecanismos de deterioro posibles

Los mecanismos de daño identificados preliminarmente como posibles en la estación La Heroica son los mostrados en la Tabla 4.

Tabla 4. Mecanismos de daños posibles

Equipo	A.1	A.2	A.3	B.1	B.2	B.3	B.4	B.5	B.6	C.1	C.2	C.3	D.1	D.2	D.3	G
Transición tierra - aire llegada		X		X	X		X	X		X	X		X	X	X	
Línea de entrada	X	X		X	X		X	X		X	X	X	X	X		
Tampa de recibo	X		X						X			X	X			
Transición tierra-aire entrada By Pass general de regulación		X		X	X		X	X		X	X		X	X	X	
Transición tierra - aire salida By Pass general de regulación		X		X	X		X	X		X	X		X	X	X	
Cabezal del filtración	X		X						X	X		X	X			
Filtro N°1	X		X						X			X	X			
Filtro N°2	X		X						X			X	X			
Filtro N°3	X		X						X			X	X			
Filtro N°4	X		X						X			X	X			
Filtro canasta	X		X						X			X	X			
Separador N°1	X		X						X			X	X			
Separador N°2	X		X						X			X	X			
Válvula de seguridad									X				X			X
Cabezal de medición		X		X	X		X	X		X	X		X	X	X	
Transición N°1 tierra - aire Sistema de transporte regional		X		X	X		X	X		X	X		X	X	X	
Transición N°2 tierra - aire Sistema de transporte regional		X		X	X		X	X		X	X		X	X	X	
Línea de salida 10"	X	X		X	X		X	X		X	X	X	X	X		
Línea de salida 20"	X	X		X	X		X	X		X	X	X	X	X		
Transición tierra - aire salida a Córdoba tubería 10"		X		X	X		X	X		X	X		X	X	X	
Transición tierra-aire tubería de 20"		X		X	X		X	X		X	X		X	X	X	
Transición tierra-aire By - Pass del actuador		X		X	X		X	X		X	X		X	X	X	

15.9.4 Densidad de la población en la estación La Heroica

Las personas que laboran en forma permanente en las instalaciones de la estación La Heroica son:

- Un operador por turno
- Una secretaria
- Un ayudante de mantenimiento
- Cuatro técnicos en instrumentación
- Un técnico de supervisión

- Un ayudante de oficios varios
- Dos vigilantes
- El ingeniero Coordinador

En cuanto a población, el barrio más cercano se encuentra a más de 200 m de distancia, más sin embargo en los alrededores se encuentra una planta de generación eléctrica y una bodega de almacenamiento de andamios y maderas.

En la planta de generación laboran alrededor de 15 personas en el día. Cabe anotar que la planta se encuentra a una distancia aproximada de 80 m del patín principal de la estación, mientras que en la bodega de almacenamiento trabajan 5 personas.

15.9.5 Costos de Interrupción del Negocio

Para PROMIGAS es muy costoso una falla en la estación La Heroica ya que, además de causar perjuicios a los clientes, también se vería afectada su buena imagen que conservado por más de 40 años en el transporte de gas natural. Teniendo en cuenta el volumen entregado en Cartagena (60 KPCED) y las cláusulas de penalización de los contratos firmados con los clientes, el costo sería del orden de los US\$ 42.000 diario.

15.9.6 Costos por Reemplazo de Equipo

El mayor costo por equipo lo representan los separadores, teniendo en cuenta que reemplazar una unidad puede costar alrededor de \$260.000

15.10 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

15.10.1 Aplicación Nivel 0

El análisis cualitativo para plantas determina un ranking de riesgo para las unidades operacionales por la categorización de dos variables que definen el riesgo: la probabilidad y la consecuencia. Para esto es necesario definir los límites físicos y las sustancias químicas que se manejan en los procesos.

A continuación se enuncian los factores que son evaluados y analizados durante el estudio y que se encuentran relacionados en el Apéndice A del Código API-581.

15.10.2 Probabilidad de Falla

Para la variable de probabilidad de falla, la metodología de API-RBI de tipo cualitativo para unidades de proceso evalúa seis factores que pueden afectar la integridad de los equipos y conducir a una pérdida de contención y fuga de un fluido peligroso. Cada uno de estos factores tiene un peso y, la combinación final de los mismos dan como resultado un factor de probabilidad de falla. Estos subfactores se mencionan a continuación:

- *Equipment Factor* (EF), relacionado con la cantidad de equipos de cada unidad de proceso.
- *Damage Factor* (DF), relacionado con los mecanismos de daño de la unidad de proceso.
- *Inspection Factor* (IF), relacionado con el programa de inspección de cada unidad.
- *Condition Factor* (CF), relacionado con la condición actual de los equipos.
- *Process Factor* (PF), relacionado con la naturaleza del proceso de la unidad.
- *Mechanical Design* (MD), relacionado con el diseño de los equipos.

15.10.3 Consecuencia de la Falla

Existen dos peligros potenciales mayores asociados con la operación de plantas de procesos con equipos presurizados que manejan fluidos peligrosos: el primero es riesgo por fuego y/o explosión y el segundo un riesgo tóxico, sin restarle importancia a los anteriores.

El análisis de consecuencia determina el factor “consecuencia de daño” y el factor de “consecuencia a la salud”, en la valoración de tipo cualitativo para unidades de proceso. El factor final de consecuencia será el mayor de los dos anteriormente relacionados.

Al igual que para el factor de probabilidad, para el caso de consecuencia se evalúan también sub-factores tanto para la parte inflamable como para la toxica, tal como se menciona a continuación:

- *Chemical Factor* (CF), relacionado con la naturaleza del fluido, reactividad e inflamabilidad del mismo.
- *Quantity Factor* (QF), relacionado con el inventario del fluido peligroso disponible a liberarse.
- *State Factor* (SF), relacionado con la fase y el boiling point del fluido.
- *Auto Ignition Factor* (AF), relacionado con la temperatura de auto-ignición del fluido.
- *Pressure Factor* (PRF), relacionado con la caracterización de la fuga.
- *Credit Factor* (CF), relacionado con los sistemas mitigación y de control de emergencias.

15.10.4 Aplicación Nivel 1

El propósito de este tipo de análisis de riesgo cualitativo es el de presentar un panorama de riesgo para cada uno de los equipos que conforman los procesos de la planta, mediante un análisis rápido que permite conocer el estado de los mismos y poder determinar donde se requiere o no un análisis más detallado de RBI.

El Nivel 1 establece principios genéricos similares al de un análisis cuantitativo, sin embargo la evaluación cualitativa requiere menor detalle y tiempo para su ejecución. Aunque los resultados no son tan detallados como un estudio cuantitativo, este tipo de análisis proporciona una base para determinar una priorización para un programa inspección basada en riesgo.

El análisis cualitativo para equipos de proceso determina un ranking de riesgo para los mismos, definiendo un rango para las dos variables que definen el riesgo: la probabilidad y la consecuencia. Para esto se hace necesario definir los límites físicos y el tipo o tipos de fluidos que se manejan, previa a la ejecución del estudio y evaluación.

A continuación se enuncian los factores que son evaluados y analizados en este estudio y que se desglosan en el Apéndice E del Código API-581.

- Probabilidad de Falla

Para la variable de probabilidad de falla, la metodología API-RBI de tipo cualitativo Nivel 1 para equipos de proceso, evalúa cinco variables que pueden afectar la integridad de los mismos y que pueden conducir a una pérdida de contención y liberación no controlada de un fluido peligroso. Estas variables se mencionan a continuación:

- Tipo de material del equipo
- Tiempo de servicio del equipo y fecha de valoración API-RBI
- Fecha desde la última inspección del equipo
- Resultados de la inspección
- Severidad de los mecanismos de daños presentes.

- Consecuencias de las Fallas

Existen tres impactos potenciales relevantes asociados con la operación de plantas de proceso que operan con equipos presurizados y que además manejan fluidos peligrosos: el primero es producto del fuego y/o explosión; el segundo es consecuencia de la liberación de un fluido tóxico y el tercero está relacionado con la interrupción del negocio.

Este tipo de análisis determina un valor de consecuencia para cada una de las categorías relacionadas anteriormente. El valor final de consecuencia será el mayor de los tres impactos calculados.

Similar al caso de probabilidad, para la consecuencia se evalúan también variables tanto para la parte tóxica como para la parte de interrupción del negocio. Estas variables son:

- Fluido representativo
- Estado físico del fluido
- Inventario del fluido peligroso, disponible a liberarse
- Presión de operación
- Temperatura de operación
- Toxicidad del fluido

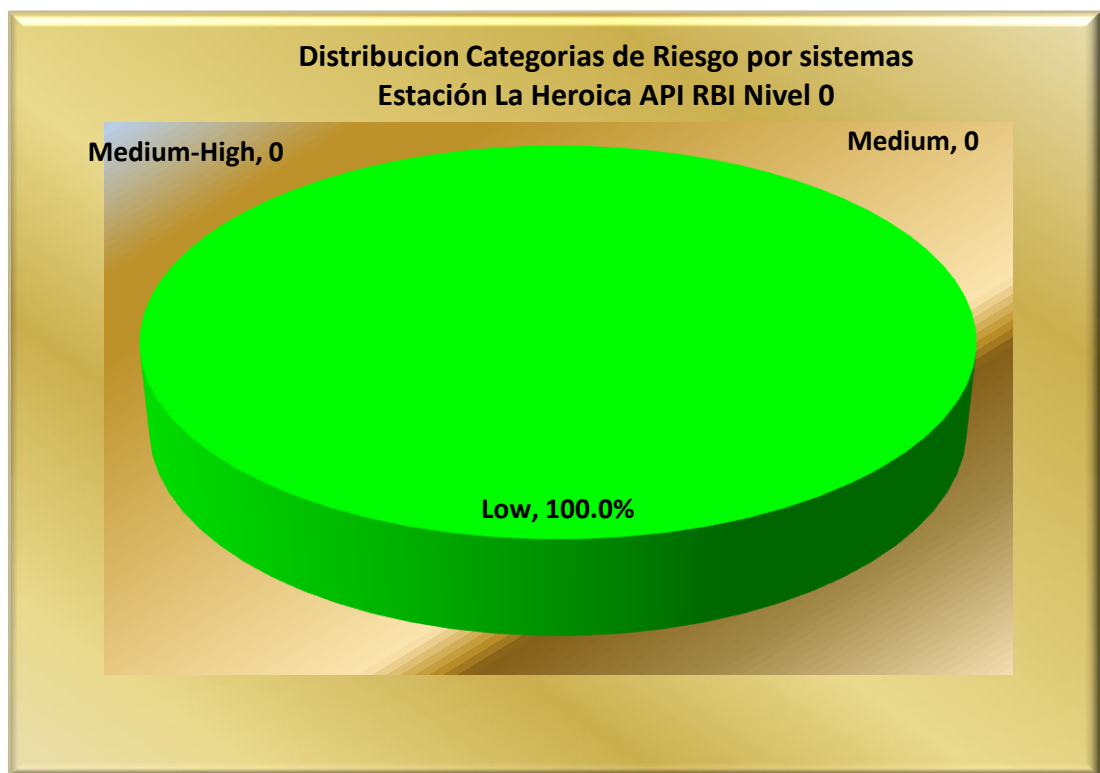
- Medidas de contingencias operacionales
- Interrupción del negocio

16. RESULTADOS DE LOS ANALISIS

16.1 RESULTADOS DEL NIVEL 0

De acuerdo con el apéndice A del Código API-RBI.581, y tomando como base la información disponible de la estación La Heroica, las inspecciones realizadas en campo a los subsistemas definidos anteriormente, se presentan en la Figura 13 los resultados del análisis cualitativo por categorías para el Nivel 0.

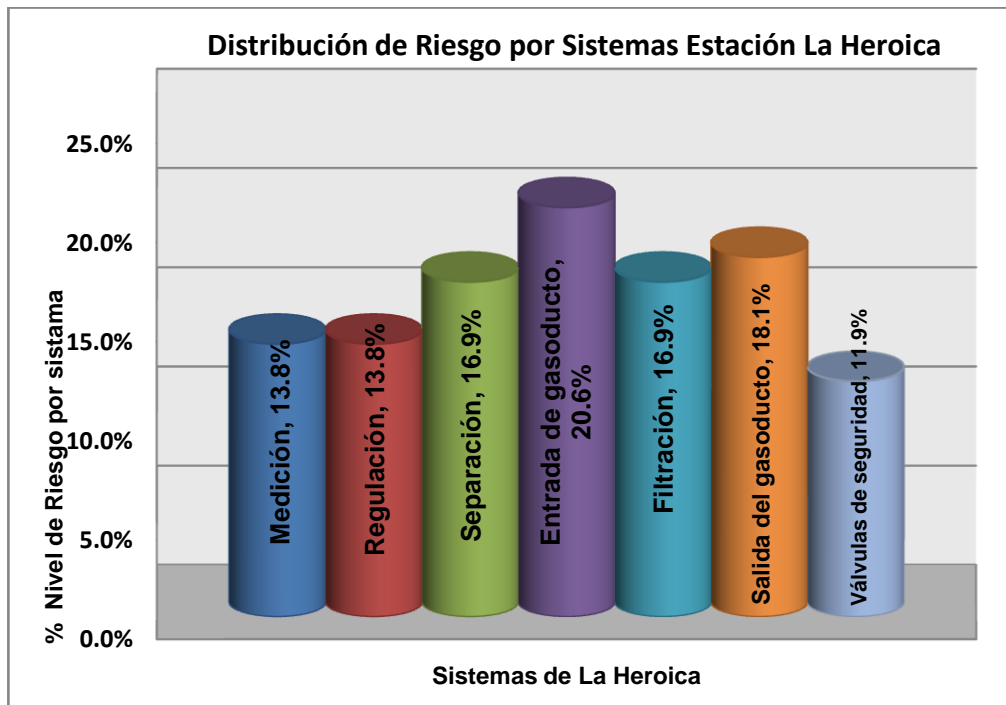
Figura 13. Distribución de categorías de riesgos.



Se observa que el 100% de los subsistemas de la estación La Heroica están dentro de la categoría de bajo riesgo

En la figura 14 se muestra la distribución de riesgos por sistemas, es importante resaltar que el 38,7% del total se encuentran ubicados en dos subsistemas; entrada y salida del gasoducto.

Figura 14. Distribución de riesgo por sistema



El resto del porcentaje se encuentra distribuido en forma equitativa en los demás subsistemas. Lo anterior permite identificar donde es mayor el riesgo de una falla, y por lo tanto se deben revisar los planes de inspección y mantenimiento para garantizar la integridad de los equipos.

La matriz de API RBI correspondiente al análisis cualitativo por sistemas de procesos para la estación La Heroica se muestra en la Figura 15, donde se observa en forma gráfica la ubicación de las diferentes unidades de proceso de acuerdo con la categorización dada por API. Los sistemas se concentran en la zona de baja probabilidad y en la de consecuencia con tendencia a niveles medios.

Figura 15. Matriz de Riesgo Nivel 0 por sistemas

Qualitative API RBI Risk Matrix Estación La Heroica					
Likelihood Category					
5	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0
1	1	6	0	0	0
	A	B	C	D	E
Consequence Category					

En la Tabla 5 se presenta el ranking de riesgo por sistemas de la estación La Heroica, obtenidos de acuerdo con los resultados de la valoración realizada siguiendo la metodología de API RBI del apéndice A del código.

Se resalta una distribución equitativa del riesgo en los distintos sistemas, siendo los más altos en la entrada y salida del gasoducto y el menor en las válvulas de seguridad. Se nota que la diferencia se da en la consecuencia de una falla, ya que la probabilidad que se muestra en la matriz de riesgo es igual para todos los sistemas con un valor de 1.

De acuerdo con los resultados es necesario implementar un programa de inspección dando priorización de recursos de acuerdo con el ranking de riesgo establecido para garantizar la operación e integridad de los equipos en forma segura, por lo que es necesario realizar un análisis de tipo cualitativo bajo la metodología API RBI Nivel 1.

Tabla 5. *Ranking* de riesgo Nivel 0 por sistemas

Determination of Matrix Category API RBI Estación La Heroica"					
Item	Name	Description	Risk Matrix Category	Risk Level	Risk Distribution
1	Entrada de gasoducto	Sistema de transiciones, trampa de recibo y tuberías	1B	Low	20.6%
2	Filtración	Filtros de la estación	1B	Low	16.9%
3	Separación	Separadores de la estación	1B	Low	16.9%
4	Regulación	Sistema de reguladores	1B	Low	13.8%
5	Medición	Líneas del medidor	1B	Low	13.8%
6	Salida del gasoducto	Sistema de transiciones, y tuberías	1B	Low	18.1%
7	Válvulas de seguridad	Sistema de seguridad	1A	Low	11.9%

16.2 RESULTADOS DEL NIVEL 1

A continuación se presentan los resultados de análisis tipo cualitativo de Nivel 1 de acuerdo con la metodología API RBI realizado a los equipos de la estación La Heroica siguiendo las indicaciones del Apéndice E del Código API-RP581, tomando como información de entrada el análisis Nivel 0, y los resultados de la inspección de campo.

En la Tabla 6 se muestra el ranking de riesgo por equipo de los sistemas de la estación La Heroica, de acuerdo con la información solicitada en el Apéndice E del Código. Del resultado se resalta que el 54,5% de los equipos están identificados con riesgo Medium–High.

La matriz API RBI para el análisis cualitativo nivel 1 se observa en la Figura 16, la cual muestra en forma gráfica que el 54,4% de los equipos está en la zona superior media de la matriz, lo que indica que se tiene alta probabilidad de falla con consecuencia media – alta, esta distribución es probable que sea producto de la incertidumbre en la información del mantenimiento al inicio de la operación, sin embargo no hay equipos con riesgo alto.

Tabla 6. *Ranking* de riesgo Nivel 1 por sistemas

DISTRIBUCIÓN DE RIESGO POR SISTEMAS					
Name	High	Medium -High	Medium	Low	Total
Entrada de gasoducto	0	3	0	1	4
Filtración	0	1	4	1	6
Separación	0	0	0	2	2
Regulación	0	2	0	0	2
Medición	0	0	0	1	1
Salida del gasoducto	0	6	0	0	6
Válvulas de seguridad	0	0	0	1	1

Al revisar la valoración de los 12 equipos que están en la zona C de media- alta consecuencia encontramos observamos que corresponden a las transiciones (tubería) de entrada y salida del gasoducto, una falla en estos puntos tendría alta consecuencia por el volumen de gas que se desalojaría al ambiente y por el riesgo de un incendio, además por qué no se cuenta con válvulas automáticas cerca de la estación.

Figura 16. Matriz de Riesgo Nivel 1 para equipos

Qualitative API RBI Risk Matrix Estación La Heroica" Nivel 1					
Likelihood Category					
5	0	2	4	0	0
4	0	0	6	0	0
3	0	1	6	0	0
2	0	1	0	0	0
1	0	2	0	0	0
	A	B	C	D	E
Consequence Category					

17. CONCLUSIONES

Los resultados de la implementación RBI en la estación La Heroica permitirán hacer ajustes al plan actual de mantenimiento, acorde con los riesgos que se tienen en la infraestructura.

El objetivo propuesto de tener un plan de mantenimiento definido con base en los riesgos, se cumplió al obtener el *rankig de criticidad* de los sistemas y equipos, de acuerdo con los análisis cualitativo Nivel 0 y Nivel 1. Los sistemas de la estación presentan un bajo riesgo debido a la baja probabilidad de ocurrencia, este resultado es consecuencia de la buena calidad del gas que se transporta desde los pozos de Ballena y Chuchupa en la Guajira y además del mantenimiento preventivo que se realiza. También se resalta que las condiciones operacionales son estables.

El 38,7% del riesgo se encuentra concentrado en los subsistemas; “entrada y salida del gasoducto”, esto nos muestra hacia donde hay que enfocar los recursos para evitar que un mecanismo de daño origine una falla.

No hay equipos ubicados en el nivel “alto” de riesgo, sin embargo el 40% están en la zona de “medio – alto”, debido a que no existen tareas para la inspección de la corrosión interna, esta deficiencia es penalizada por la metodología.

Es necesario implementar a corto plazo el monitoreo de la corrosión interna en los equipos que están en el nivel de riesgo “medio-alto”, mediante el uso de cupones o celdas de corrosión, que son introducidas en la corriente del gas y que miden la rata de corrosión.

BIBLIOGRAFÍA

ANEXOS